

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Институт электронного обучения
 Направление Автоматизация технологических процессов и производств
 Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация системы управления коммерческим узлом учета нефти на Марковском пункте приема и сдачи нефти

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–8Т11	Розанов Борис Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Петухов Олег Николаевич	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ	Назаренко Ольга Брониславовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Лиепиныш Андрей Вилнисович	К.Т.Н.		

Томск – 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт электронного обучения
 Направление 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Кафедра интегрированных компьютерных систем управления

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ИКСУ
 _____ Лиепиньш А.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3–8Т11	Розанов Борис Викторович

Тема работы:

Модернизация системы управления коммерческим узлом учёта нефти на Марковском пункте приёма и сдачи нефти

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Автоматизированная система измерения количества и качества нефти предназначена для автоматизированного определения количества нефти с погрешностью, не превышающей $\pm 0,25 \%$ по массе «брутто» и $\pm 0,35 \%$ по массе «нетто», а также показателей качества с нормируемыми погрешностями, при ведении учетно-расчетных операций между предприятием поставщиком ООО «Иркутская нефтяная компания» и предприятием получателем ООО «Востокнефтепровод» ОАО «АК «Транснефть».

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1 Описание технологического процесса 2 Выбор архитектуры АС 3 Разработка структурной схемы АС 4 Функциональная схема автоматизации 5 Разработка схемы информационных потоков АС 6 Выбор средств реализации АС 7 Разработка схемы соединения внешних проводок 8 Выбор (обоснование) алгоритмов управления АС 9 Разработка экранных форм АС.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1 Функциональная схема автоматизации (ГОСТ 21.408–13 и ANSI/ISA–S 5.1–84) 2 Схема соединения внешних проводок, выполненная в autocad 3 Обобщенная структура управления АС 4 Трехуровневая структура АС 5 Алгоритм сбора данных измерений. Блок схема алгоритма 6 SCADA–формы экранов мониторинга и управления диспетчерского пункта</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Петухов Олег Николаевич</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Назаренко Ольга Брониславовна</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Мастер КИПиА ПСП</p>	<p>Латыпов Данис Ревалович</p>			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>З–8Т11</p>	<p>Розанов Борис Викторович</p>		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт электронного обучения
Направление 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
Кафедра интегрированных компьютерных систем управления
Уровень образования – бакалавр
Период выполнения – осенний/весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
30.05.2016 г.	Основная часть	60
25.05.2016 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
25.05.2016 г.	Социальная ответственность	20

Составил руководитель:

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Мастер КИПиА ПСП	Латыпов Данис Ревалович			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
ИКСУ	Лиепиньш А. В.	к.т.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 107 страницах, содержит 17 рисунков, 19 таблиц, 13 источников литературы, 8 приложений.

Ключевые слова: ПРОЕКТ, СИКН, ТЕМПЕРАТУРА, ДАВЛЕНИЕ, РАСХОД, ДАТЧИКИ, ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЕ МЕХАНИЗМЫ, АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ РАБОЧЕЕ МЕСТО, МНЕМОСХЕМА, SCADA.

В настоящей работе приведена модернизация системы автоматизации измерения количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «Иркутская нефтяная компания», выбор датчиков и исполнительных устройств, разработка схем: автоматизации, соединения внешних проводок, экранной формы.

Цель работы – модернизация проекта автоматизированной системы измерения количества и показателей качества нефти на ПСП «Марковское» ООО «Иркутская нефтяная компания».

Для выполнения работы использовались программные продукты Autodesk AutoCAD 2010.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word 2010 компании Microsoft.

Обозначения и сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место оператора

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

БИК – блок измерений показателей качества нефти

БИЛ – блок измерительных линий

БФ – блок фильтров

ИЛ – измерительная линия

КМХ – контроль метрологических характеристик

КТС – комплекс технических средств

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция

МХ – метрологические характеристики

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ПЛК – программируемый логический контроллер

ПСП – приемо-сдаточный пункт

СИ – средства измерений

СИКН– система измерений количества и показателей качества нефти

СОИ – система обработка информации

ТПУ – трубопоршневая установка

ЩК – щит контроля

ЩП – щит питания

ЩУ – щит управления

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	13
1. ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ МОДЕРНИЗАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ ПСП «МАРКОВСКОЕ» ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯННАЯ КОМПАНИЯ»	15
1.1 Назначение и цели создания	15
1.1.1 Назначение	15
1.1.2 Цели создания системы	15
1.2 Требования к системе	15
1.2.1 Требования к структуре системы	16
1.2.2 Требования к функционированию системы	16
1.2.3 Требования к персоналу системы	17
1.2.4 Требования к безопасности	18
1.2.5 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту	18
1.2.6 Требования к защите информации	20
1.2.7 Требования по сохранности информации при авариях	20
1.2.8 Требования по стандартизации и унификации	21
1.3 Требования к функциям системы	21
1.3.1 Требования к функциям АСУ	22
1.3.2 Требования к функциям ПАЗ	23
1.3.3 Требования к качеству реализации функций	24
1.3.4 Критерии отказов для функций	25
1.4 Требования к видам обеспечения АСУ	26
1.4.1 Требования к математическому обеспечению	26
1.4.2 Требования к программному обеспечению	26
1.4.3 Требования к метрологическому обеспечению	26
1.5 Подготовка объекта автоматизации к вводу системы в действие	27
2. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	28
2.1 Состав системы работа СИКН	28
2.2 Функциональные возможности СИКН	29
2.3 Принцип работы СИКН	33
3. СТРУКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ НА ПСП «МАРКОВСКОЕ» ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯННАЯ КОМПАНИЯ»	34
3.1 Нижний уровень системы	34
3.2 Средний уровень системы	35
3.3 Верхний уровень системы	36
3.4 Сбор, представление, передача и контроль данных	37
4. РАЗРАБОТКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ И СХЕМЫ ВНЕШНИХ ПРОВОДОВ	38
5. ВЫБОР КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ	40

5.1 Режим функционирования и диагностика	40
5.2 Функции системы	41
5.3 Комплекс технических средств	41
5.3.1 Преобразователь вязкости жидкости	42
5.3.2 Выбор датчик избыточного давления и разности давлений	42
5.3.3 Вычислитель расхода FloBoss S600	46
5.3.4 Газоанализатор ГСМ-05	48
5.3.5 Выбор исполнительных механизмов	49
5.3.6 Выбор промышленного логического контроллера	53
5.3.7 Коммутационная аппаратура Ethernet	56
6. ОРГАНИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ	58
6.1 Состав информационного обеспечения	58
6.2 Организация информационного обеспечения	59
6.3 Описание принятых видов и методов контроля в маршрутах обработки данных.	60
6.4 Организация сбора и передачи информации	61
6.5 Построение системы классификации и кодирования	61
6.6 Выбор алгоритмов управления	63
6.7 Организация внутримашинной информации	65
6.8 Программный продукт WinCC	68
7. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ	75
7.1 Организация и планирование работ	75
7.2 Планирование выполнения работ	75
7.3 Расчет нарастания технической готовности работ	79
7.4 Расчет сметы затрат на создание АСУ ТП	81
7.5 Расчет затрат на материалы	81
7.6 Расчет заработной платы	82
7.7 Оценка экономической эффективности разработки	87
8. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ РАБОТЫ	89
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	106
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	107
Приложение 1 Технологическая схема	
Приложение 2 Функциональная схема автоматизации	
Приложение 3 Схема внешних проводок (Блок измерения качества)	
Приложение 4 Схема внешних проводок (Трубопоршневая установка)	
Приложение 5 Структура АСУ ТП	
Приложение 6 Алгоритм управления контроля параметров	
Приложение 7 Мнемосхема водоснабжение	
Приложение 8 Мнемосхема дренажные ёмкости	

ВВЕДЕНИЕ

Специфика современного рынка нефтегазодобывающего комплекса, природно-климатические условия и социальная инфраструктура районов добычи заставляют непрерывно искать пути повышения рентабельности производства, совершенствования процесса управления и планирования. При этом в самом общем случае, основными способами увеличения эффективности предприятий являются оптимизация и модернизация производства, снижение производственных потерь и технологического расхода энергоносителей, увеличение достоверности и скорости получения информации, необходимой для принятия управленческих решений.

1. ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ ПСП «МАРКОВСКОЕ» ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯННАЯ КОМПАНИЯ»

1.1 Назначение и цели создания

1.1.1 Назначение

Автоматизированная система измерения количества и качества нефти предназначена для автоматизированного определения количества нефти с погрешностью, не превышающей $\pm 0,25$ % по массе «брутто» и $\pm 0,35$ % по массе «нетто» в соответствии с ГОСТ Р 8.595-04, а также показателей качества с нормируемыми погрешностями, при ведении учетно-расчетных операций между предприятием поставщиком ООО «Иркутская нефтяная компания» и предприятием получателем ООО «Востокнефтепровод» ОАО «АК «Транснефть»;

1.1.2 Цели создания системы

Создание системы должно обеспечивать достижение следующих целей:

- повышение оперативности контроля и управления;
- уменьшение материальных и энергетических затрат на эксплуатацию оборудования;
- снижение трудоемкости управления технологическим процессом;

- повышение качества управления технологическим процессом.

1.2 Требования к системе

Создаваемые АСУ:

ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ «Автоматизированные Системы Управления. Общие требования»;

ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»;

ПБ 03-563-03 «Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств»;

ПБ 12-368-00 «Правила безопасности в газовом хозяйстве»;

ПБ 12-259-03 «Правила безопасности системы газораспределения и газопотребления».

1.2.1 Требования к структуре системы

Система должна быть оснащена средствами контроля за параметрами, определяющими взрывоопасность процесса, с регистрацией показаний и предаварийной (а при необходимости – предупредительной) сигнализацией их значений, а также средствами автоматического регулирования и противоаварийной защиты (ПАЗ).

Система ПАЗ может быть включена в общую систему управления технологическим процессом. Формирование сигналов для её срабатывания должно базироваться на регламентированных предельно допустимых значениях параметров, определяемых характером процесса.

Управление должно осуществляться из операторной.

Связь между компонентами системы должна осуществляться по дублированной управляющей сети Ethernet.

Система должна иметь выход по интерфейсу RS-232 в АСУ предприятия.

1.2.2 Требования к функционированию системы

Технические характеристики АСУ должны соответствовать скорости изменения значений параметров процесса в требуемом диапазоне (допускаемая основная приведенная погрешность приборов, диапазон измерения и т.п.)

Система ПАЗ должна предупреждать возникновение аварийной ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых значений параметров процесса во всех режимах работы и обеспечивать безопасную остановку или перевод СИКН в безопасное состояние по заданной программе.

Предельно допустимые значения параметров, определяющих взрывоопасность процесса, должны определяться утвержденным технологическим регламентом.

Система должна быть ориентирована на работу в жестком реальном времени и обеспечивать выполнение требуемых функций в соответствии с заданными показателями назначения.

В системе должна быть предусмотрена возможность адаптации к изменениям технологического процесса вызванными модернизацией, реконструкцией или ремонтом технологического оборудования.

Компоненты системы должны иметь возможность изменения конфигурации и параметров эксплуатирующим персоналом в соответствии с правами доступа в оперативном режиме работы On-line.

1.2.3 Требования к персоналу системы

Пользователями системы являются:

- оператор, управляющий СИКН (круглосуточно);
- начальник смены, отвечающий за работу цеха в целом (круглосуточно).

Функции администрирования системы в течение гарантийного срока должен выполнять поставщик системы. После истечения гарантийного срока функции администрирования системы в соответствии со штатным расписанием должны выполняться старшим инженером - программистом.

Количество и квалификация персонала определяется штатным расписанием.

К эксплуатации и обслуживанию системы должны допускаться лица, прошедшие соответствующее обучение, и имеющие документы установленного образца.

1.2.4 Требования к безопасности

Проектирование, монтаж, наладка, эксплуатация, обслуживание и ремонт технических средств системы должны соответствовать требованиям Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правил устройства электроустановок (издание седьмое), межотраслевые Правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.

Уровень шума, создаваемого техническими средствами системы не должен превышать в местах расположения эксплуатационного персонала 75 дБ (ГОСТ 12.1.003-83).

Все внешние элементы технических средств, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства - иметь защитное заземление.

Технические средства системы по взрывопожароопасности должны соответствовать ПУЭ и ПБ 09-540-03.

На период замены элементов системы должны быть предусмотрены меры и средства, обеспечивающие безопасное проведение процесса в ручном режиме.

1.2.5 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту

АСУ должны быть размещены в местах, удобных и безопасных для обслуживания. В этих местах должны быть исключены вибрация, загрязнение продуктами технологии, механические и другие вредные воздействия, влияющие на точность, надежность и быстродействие системы.

Помещения управления должны удовлетворять следующим требованиям:

- иметь воздушное отопление и установки для кондиционирования воздуха;
- воздух, подаваемый в помещения управления, должен быть очищен от газов, паров и пыли и соответствовать требованиям по эксплуатации устанавливаемого оборудования и санитарным нормам;
- полы в помещениях управления должны быть теплыми и неэлектропроводными, кабельные каналы и двойные полы должны соответствовать требованиям правил устройства электроустановок.

Компоновка шкафов управления должна быть удобной с точки зрения эксплуатации, ремонта и доступа, как к внутреннему, так и к внешнему монтажу.

Средства контроля, управления, сигнализации и ПАЗ должны подвергаться внешнему осмотру не реже одного раза в сутки работниками службы КИПиА. Результаты осмотров должны заноситься в журнал приема и сдачи смен.

Работа СИКН не должна осуществляться с неисправными или отключенными системами контроля, управления и ПАЗ.

Допускается в исключительных случаях по письменному разрешению руководителя предприятия кратковременное отключение защиты по отдельному параметру только в дневную смену. При этом должны быть разработаны организационно-технические мероприятия и проект организации работ, обеспечивающие безопасность технологического процесса и производства работ. Продолжительность отключения должна определяться проектом организации работ. Отключение предаварийной сигнализации в этом случае не допускается.

Внесение изменений в систему контроля и ПАЗ может осуществляться после внесения изменений в проектную и техническую документацию, согласованных с разработчиком проекта или с организацией, специализирующейся на проектировании аналогичных объектов, при наличии положительного заключения экспертизы промышленной безопасности по проектной документации, утвержденного в установленном порядке. Внесенные

изменения не должны отрицательно влиять на работоспособность и безопасность всей технологической системы в целом.

Обслуживающий персонал должен производить аварийные отключения элементов системы в соответствии с указаниями утвержденных инструкций. Наладку и ремонт системы должны производить работники службы КИПиА.

При снятии элементов системы для ремонта, наладки или поверки должна производиться немедленная замена снятых средств на идентичные из состава ЗИП.

Система должна быть рассчитана на круглосуточный режим работы, с остановкой на профилактику не чаще, чем 1 раз в год в период капитального ремонта технологического объекта.

В технической документации на систему должны быть указаны виды, периодичность и регламент обслуживания технических средств.

Для нормального функционирования вычислительной и микропроцессорной техники в операторной должны быть обеспечены следующие условия:

- температура от +5 °С до +35 °С, относительная влажность воздуха при температуре 20 °С
- запыленность воздуха в помещении (операторной и аппаратной) - не более 0,3 мг/м³ при размере частиц не более 3 мкм;
- частота вибрации должна быть не более 14 Гц при амплитуде смещений не более 0.5 мм;
- атмосферное давление от 84 до 107 кПа и отсутствие в воздухе помещений агрессивных веществ, вызывающих коррозию.

1.2.6 Требования к защите информации

Информационная безопасность системы должна обеспечиваться путем:

- защиты информации от несанкционированного доступа;
- защиты информации от искажений и пропаданий.

Вход в систему должен осуществляться по паролям. Каждый пользователь должен пользоваться индивидуальным паролем.

1.2.7 Требования по сохранности информации при авариях

Защита информации от искажений и пропаданий должна обеспечиваться:

- программными средствами системы;
- ведением архивов на нескольких компьютерах;
- наличием системы гарантированного питания.

Временный отказ технических средств или потеря электропитания не должны приводить к разрушению накопленной или усредненной во времени информации.

При аварийном отключении электропитания по сигналу источников гарантированного питания системными средствами должно обеспечиваться корректное завершение работы рабочих станций.

1.2.8 Требования по стандартизации и унификации

Разрабатываемая система должна быть универсальной, обеспечивать возможность ее использования на широком классе объектов управления и соответствовать достигнутому мировому уровню в области создания АСУ по функциональному развитию, удобству эксплуатации и обслуживания.

Основной стандарт сигналов и интерфейсов должен быть:

- для входных/выходных аналоговых сигналов: (4-20) мА;
- для входных/выходных дискретных сигналов постоянного тока: 24В, «сухой контакт»;
- для входных / выходных дискретных сигналов переменного тока 220 и 380В: «сухой контакт»;
- интерфейсы – RS-485 протокол ModBus RTU, HART, Ethernet.

1.3 Требования к функциям системы

Система должна обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- управление в ручном и автоматическом режимах по заданным алгоритмам;
- отображение на экране монитора рабочих станций технологических схем, со значениями измеряемых, контролируемых и расчетных параметров;
- отображение трендов технологических параметров;
- отображение информационных сообщений;
- изменение значений параметров технологического процесса в диалоговом режиме;
- световая и звуковая сигнализация отклонения параметров за допустимые пределы и изменения состояния технологического оборудования;
- диагностирование состояния системы и КИПиА;
- накопление, хранение и документирование информации.

1.3.1 Требования к функциям АСУ

АСУ на базе средств вычислительной и микропроцессорной техники должна соответствовать требованиям настоящего технического задания и обеспечивать:

- постоянный контроль параметров СИКН и управление режимом для поддержания их регламентированных значений;
- регистрацию срабатывания и контроль работоспособного состояния средств АСУ и ПАЗ;
- постоянный анализ изменения параметров в сторону критических значений и прогнозирование возможной аварии;
- действие средств управления и ПАЗ, прекращающих развитие опасной ситуации;
- действие средств локализации аварийной ситуации, выбор и реализацию оптимальных управляющих воздействий;

- проведение операций безаварийного пуска, остановки и всех необходимых для этого переключений;
- выдачу информации о состоянии безопасности в вышестоящую систему управления.

В помещениях управления должна быть установлена световая и звуковая сигнализация, оповещающая при достижении предупредительных значений параметров процесса, определяющих его взрывоопасность.

1.3.2 Требования к функциям ПАЗ

Система ПАЗ на базе средств вычислительной и микропроцессорной техники должна соответствовать требованиям настоящего технического задания и обеспечивать:

- предупреждение возникновения аварийной ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых значений параметров процесса во всех режимах работы;
- безопасную остановку или перевод СИКН в безопасное состояние по заданной программе;
- выдачу нормализованных сигналов в АСУ.

Формирование сигналов ПАЗ должно базироваться на регламентированных предельно допустимых значениях параметров, определяемых характером процесса.

Должна обеспечиваться предаварийная сигнализация по предупредительным значениям параметров, определяющих взрывоопасность объектов.

Должна обеспечиваться индикация в помещении управления крайних положений исполнительных механизмов систем ПАЗ.

Система ПАЗ должна обеспечивать исключение гидравлических ударов, а также управление автоматическими быстродействующими запорными и (или) отсекающими устройствами.

Должна быть обеспечена возможность безаварийного перевода системы в безопасное состояние во всех режимах функционирования, в том числе и при одновременном прекращении подачи электроэнергии от двух независимых взаиморезервирующих источников питания.

Деблокирующие ключи в схемах системы ПАЗ должны быть предназначены только для обеспечения пуска, остановки или переключений. Количество таких ключей должно быть минимальным. При этом должна обеспечиваться регистрация в журнале всех случаев отключений параметров защиты и их продолжительность.

1.3.3 Требования к качеству реализации функций

Система должна обеспечивать непрерывный ввод/вывод и преобразование следующих сигналов:

- входных сигналов 4-20 мА;
- выходных сигналов 4-20 мА;
- входных и выходных дискретных сигналов типа «сухой контакт» и потенциальных 24 В.

Система должна обеспечивать:

- проверку достоверности измеряемых сигналов, в том числе контроль на обрыв и короткое замыкание;
- преобразование измеряемых величин технологических параметров в унифицированные аналоговые, частотные, дискретные и цифровые сигналы;
- масштабирование и линеаризацию (для сигналов измерения температур) сигналов;
- выбор «одного из двух» входных сигналов ПАЗ по схеме «ИЛИ» с учетом критериев достоверности сигналов;
- контроль отклонения измеренного параметра за допустимые пределы в соответствии с технологическим регламентом. Контроль должен осуществляться по двум предупредительным (верхнему и нижнему)

и двум предельно допустимым (верхнему и нижнему) значениям уставок.

Типовой период измерения и контроля значений параметров для АСУ и ПАЗ должен быть не более 0,1 с.

Для всех сигналов должно быть предусмотрено их гальваническое разделение.

Во всех необходимых случаях входные и выходные цепи системы должны быть выполнены в искробезопасном исполнении.

Первичная обработка аналоговой информации должна производиться синхронно с сетью электропитания.

Выходные дискретные сигналы (вкл/откл, откр/закр, и т.п.) для дистанционного управления электрооборудованием (задвижки, насосы, вентиляторы, шиберы и т.п.) должны иметь настраиваемую длительность сигнала от 0,5 до 2 сек. Исключение составляют сигналы блокировок и защиты ПАЗ, которые должны строго соответствовать схемным функциям проекта автоматизации.

1.3.4 Критерии отказов для функций

Критерии отказа системы АСУ:

- значение технологического параметра не поддерживается на заданном уровне;
- невозможно отображение текущей информации с заданной точностью;
- не выполняется контроль допустимых диапазонов измеряемых параметров;
- не исполняется автоматическое управление;
- невозможно ручное управление;
- отсутствие световой или звуковой сигнализации.

Критерии отказа подсистемы ПАЗ:

- невозможность предупреждения возникновения аварийной ситуации;

- невозможность безопасной остановки или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе;
- отсутствие звуковой или световой предаварийной сигнализации.

1.4 Требования к видам обеспечения АСУ

1.4.1 Требования к математическому обеспечению

Алгоритмы системы должны определяться на стадии проектирования системы и обеспечивать автоматический пуск, регламентированный режим работы и безаварийную остановку, а также снижение или исключение возможности ошибочных действий производственного персонала при ведении процесса, пуске и остановке. Алгоритмы системы должны разрабатываться на основе утвержденного технологического регламента.

Время срабатывания системы ПАЗ должно быть меньше времени для перехода параметра от предупредительного до предельно допустимого значения параметра.

1.4.2 Требования к программному обеспечению

Должно использоваться стандартное программное обеспечение системы АСУ ТП, операционные системы Windows XP и Windows Server 2003.

Программное обеспечение (ПО) системы должно соответствовать спецификациям и поставляться комплектно с системой.

Перечень покупных программных средств определяется на этапе проектирования системы, и должен быть достаточным для реализации всех функций системы.

1.4.3 Требования к метрологическому обеспечению

Средства измерения, входящие в систему, должны иметь сертификат об утверждении типа и быть поверенными.

Измерительные каналы системы должны удовлетворять требованиям метрологической совместимости, т.е. иметь единый состав нормируемых метрологических характеристик (ГОСТ.8.009-84 «Нормируемые метрологические характеристики средств измерения»).

Под измерительным каналом системы понимаются:

- каналы преобразования входных сигналов от технологических датчиков поля в значения параметров температуры, давления, перепада давления, уровня, объемная доля O_2 и CO в дымовых газах. При этом значение основной приведенной погрешности преобразования от верхних значений диапазонов измерения должно быть не более 0,25 %;
- каналы преобразования входных сигналов в значения массового расхода материального потока. При этом значение основной приведенной погрешности преобразования от верхних значений диапазонов расхода должно быть не более 1 %.

При этом значение основной приведенной погрешности преобразования от верхних значений диапазонов измерения должно быть не более 1 %.

1.5 Подготовка объекта автоматизации к вводу системы в действие

Перед вводом системы в действие заказчиком должны быть выполнены следующие мероприятия:

- разработан и утвержден технологический регламент;
- произведен монтаж и наладка средств КИПиА;
- проверена система ПАЗ;
- созданы условия функционирования объекта автоматизации, при которых гарантируется соответствие создаваемой системы требованиям, содержащимся в настоящем ТЗ.

2. ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Система предназначена для автоматизированного коммерческого учета товарной нефти прямым массово-динамическим методом, а так же для определения качественных показателей нефти при ведении документов, предназначенных для операций учета товарной нефти между Поставщиком и Потребителем на объектах нефтепереработки, а так же при проведении учетно-расчетных операций при транспортировке нефти и нефтепродуктов.

2.1 Состав системы работа СИКН:

Технологическая часть:

Структурная схема СИКН

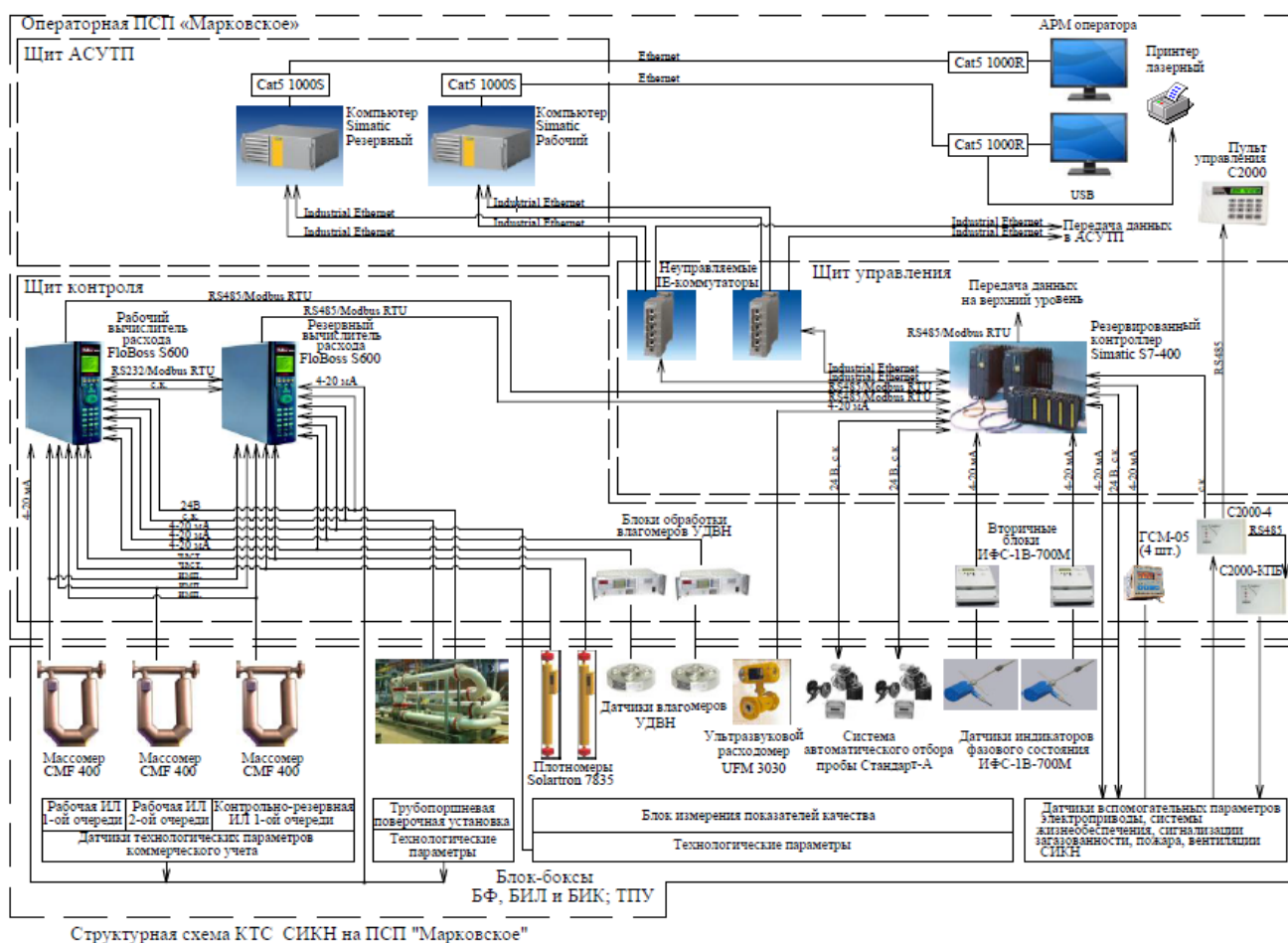


Рисунок 1-Структурная схема СИКН

2.2 Функциональные возможности СИКН

- автоматическое (программное) и ручное управление автоматическим пробоотборником;
- ручной ввод значений плотности, температуры и давления при отказе датчиков или их отсутствии;
- хранение введенных в память СОИ постоянных величин при отключении электроэнергии;
- возможность пломбирования органов управления, с помощью которых можно воздействовать на результаты измерений;
- управление запорной арматурой, поверочной установкой;
- поверка рабочего преобразователя расхода по контрольно-резервному;
- формирование отчетов журналов показаний средств измерений, актов приема-сдачи нефти, паспорта качества нефти и других необходимых документов по учету нефти за заданный интервал времени и по партиям нефти в автоматическом режиме и по запросу в соответствии с рекомендациями по определению массы нефти при учетных операциях с применением СИКН;
- автоматический учет и архивирование журнала событий системы (переключения, аварийные сигналы, сообщения об ошибках и отказах системы и ее элементов).

2.3 Принцип работы СИКН

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти в трубопроводе с помощью преобразователей массового расхода (МПР), поточных преобразователей плотности, преобразователей температуры, давления и измерительно-вычислительного комплекса.

Выходные сигналы преобразователей поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нетто нефти.

3. СТРУКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА И ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НЕФТИ НА ПСП «МАРКОВСКОЕ» ООО «ИРКУТСКАЯ НЕФТЯННАЯ КОМПАНИЯ»

Структурная схема АСУ построена по трехуровневому иерархическому принципу.



Рисунок 2-Структурная схема АСУ ТП

3.1 Нижний уровень системы

К нижнему уровню системы относятся первичные средства автоматизации, которые включают в себя:

- измерительные преобразователи и датчики;
- приборы местного контроля;
- вторичные приборы и агрегатные средства КИПиА;
- исполнительные устройства и механизмы.

Нижний уровень АСУ и ПАЗ обеспечивает:

- первичные измерения технологических параметров;
- контроль состояния технологического оборудования;
- передачу информации о значениях технологических параметров и состоянии оборудования на средний уровень системы;
- исполнение команд управления;
- формирование световых и звуковых предупредительных и аварийных сигналов;
- формирование управляющих воздействий с помощью местных аппаратов.

3.2 Средний уровень системы

Средний уровень системы построен с использованием свободно программируемых логических контроллеров и модулей ввода/вывода, установленных в закрытых щитах управления с передним обслуживанием.

Средний уровень АСУ и ПАЗ обеспечивает:

- сбор информации от датчиков и преобразователей сигналов нижнего уровня;
- фильтрацию, линеаризацию и масштабирование входных аналоговых сигналов;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов;
- автоматическое управление технологическим оборудованием;
- регулирование технологических параметров;
- передачу информации о состоянии объектов на верхний уровень системы;

- прием информации с верхнего уровня и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы системы.

Программируемые контроллеры среднего уровня и автоматизированные рабочие места оператора (АРМ-оператора) объединены между собой технологической сетью Ethernet.

3.3 Верхний уровень системы

Верхний уровень системы объединяет программно-аппаратные средства дистанционного централизованного контроля и управления технологическими процессами операторского пункта, который включает:

- АРМ-оператора;
- контроллеры связи;
- SQL-сервер;
- локальную вычислительную сеть.

Связь между компьютерами верхнего уровня осуществляется по локальной сети Ethernet. Компьютеры АРМ-оператора оснащены жидкокристаллическими видеомониторами. В помещении операторной предусмотрен цветной лазерный принтер HP формата А4 для распечатки отчетов о работе и трендов измеряемых технологических параметров. Для увеличения надежности функционирования технических средств верхнего уровня питание компьютеров верхнего уровня осуществляется от источников бесперебойного питания.

Предусмотрена возможность подключения к локальной сети Ethernet дополнительных рабочих станций.

Верхний уровень обеспечивает:

- конфигурирование системы;
- прием информации со среднего уровня о состоянии объекта;
- мониторинг технологического процесса и получение трендов измеряемых технологических параметров;

– оперативное управление технологическим процессом, включая изменение уставок технологических параметров, маскирование, демаскирование и имитацию защит;

– архивацию событий нижнего уровня, действий оперативного персонала;

– формирование базы данных для использования в прикладных задачах.

– На принтер для оперативного персонала выводится следующая информация:

- периодические отчеты о работе;
- перечни аварийных ситуаций за сутки, неделю, месяц;
- перечни моментов конкретных неисправностей.

3.4 Сбор, представление, передача и контроль данных

Сигналы от датчиков нижнего уровня по экранированным кабелям поступают на модули ввода программируемого логического контроллера, преобразуются в цифровой код, обрабатываются контроллером и выводятся на экран оператора в виде числовых значений.

Потоки полученной информации распределяются по принципу, представленному ниже рисунке.

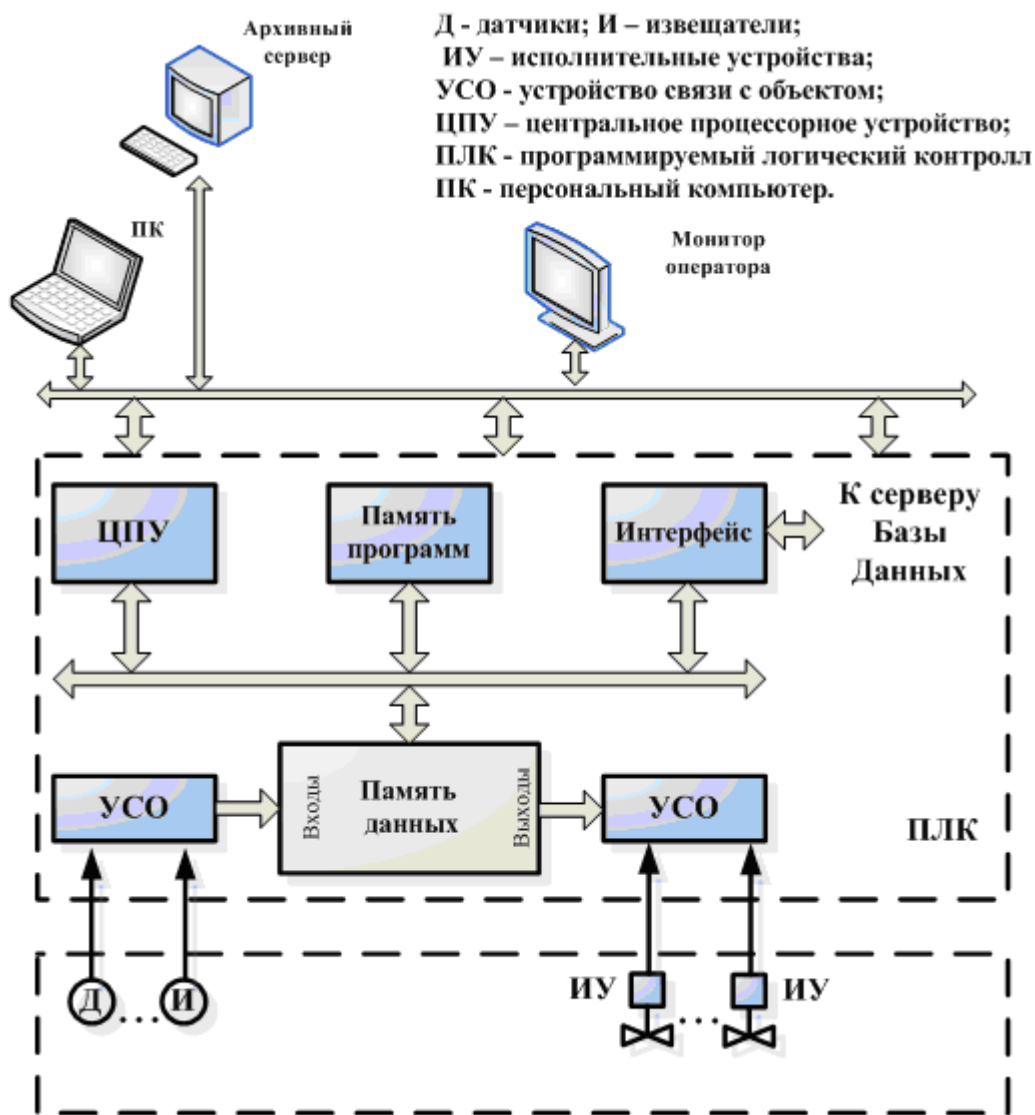


Рисунок 3-Распределение потоков информации

4. РАЗРАБОТКА ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ СХЕМЫ И СХЕМЫ ВНЕШНИХ ПРОВОДОК

- задачу получения первичной информации о состоянии технологического процесса и оборудования;
- задачу непосредственного воздействия на ТП для управления им и стабилизации технологических параметров процесса;
- задачу контроля и регистрации технологических параметров процессов и состояния технологического оборудования.

В Приложении 1 представлена функциональная схема.

Схема подключения внешних проводов выполняется отдельным документом только при наличии единичных многосекционных или составных щитов, большого числа соединительных коробок, групповых стоек приборов, когда подключения к ним затрудняют чтение схемы соединений. Схему подключения не выполняют, если все подключения можно показать на схеме соединений.

Схемы внешних соединений в общем случае должны содержать: первичные приборы, щиты, пульты, внештитовые приборы, групповые установки приборов, внешние электрические и трубные проводки, защитное зануление систем автоматизации, технические требования, перечень элементов.

Первичные приборы на чертежах указываются в виде таблицы. Таблица разбивается на следующие области: «Наименование параметра», «Место отбора импульса», «Тип датчика», «Позиция».

Разбивку строки таблицы «Наименование параметра» на заголовки и подзаголовки выполняют произвольным образом, группируя приборы либо по параметрам, либо по принадлежности к одному и тому же технологическому оборудованию.

В строку «Позиция» вносят позиции приборов по схеме автоматизации.

Щиты, пульты изображаются в виде прямоугольников в средней части чертежа. Внутри прямоугольника указывается наименование щита, а под ним – обозначение таблицы подключения данного щита.

В Приложении 2 представлена схема внешних проводок, составленная согласно функциональной схеме автоматизации.

5. ВЫБОР КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ

В соответствии с требованиями ТЗ, автоматизированная система по иерархическому принципу представляет собой функционально и территориально распределенную трехуровневую структуру из систем нижнего, среднего и верхнего уровня:

- нижний уровень – это уровень датчиков и первичных преобразователей;
- средний уровень – это уровень нормирующих преобразователей, программируемого логического контроллера, каналобразующей аппаратуры и дополнительного оборудования;
- верхний уровень – это уровень систем визуализации, диспетчеризации и сбора данных.

Всё оборудование проходит этап предмонтажной подготовки:

- проверку механической исправности;
- проверку на соответствие паспортным характеристикам;
- поверку в поверяющих организациях с получением соответствующих свидетельств.

5.1 Режим функционирования и диагностика

Аппаратно-программные средства узла подключения к ЛПДС должны обеспечивать ее работоспособность в непрерывном круглосуточном режиме. Управление технологическим оборудованием осуществляется в автоматическом режиме или в режиме дистанционного управления по командам с панели оператора.

Для обеспечения непрерывного режима работы должен быть разработан комплекс программных мероприятий по диагностике и самодиагностике системы и создаются службы, выполняющие техническое обслуживание систем и обеспечивающие их круглосуточную работу.

Диагностика включает в себя проверку работоспособности датчиков и исполнительных механизмов. Самодиагностика аппаратных средств должна осуществляться непрерывно в процессе работы подсистем.

5.2 Функции системы

Основными функциями проектируемой системы являются:

- сбор текущих значений параметров технологического процесса;
- контроль соответствия значений параметров ТП технологическому регламенту и сигнализация нарушений;
- контроль и сигнализация предаварийных состояний;
- регулирование параметров ТП;
- управление исполнительными устройствами;
- контроль и сигнализация состояния оборудования;
- сигнализации нештатных и аварийных ситуаций, в том числе пожароопасных ситуаций и пожара;
- сигнализации отказов функций управления;
- визуализация текущих значений параметров в цифровом виде, в виде цветных мнемосхем и т.п.;
- вычисление расчетных параметров;
- контроль и регистрация действий оператора;
- регистрация данных, нарушений регламентных норм, нештатных и аварийных ситуаций.

5.3 Комплекс технических средств

Приборы и датчики выбраны с учетом обеспечения взрывобезопасности при эксплуатации, т.е. применено оборудование взрывозащищенное со степенью защиты «взрывонепроницаемая оболочка», либо «искробезопасная электрическая цепь», которая обеспечивается таким же видом взрывозащиты входных блоков контроллера.

5.3.1 Преобразователь вязкости жидкости измерительный Solartron 7829



Рисунок 4-Преобразователь вязкости жидкости измерительный Solartron 7829

Преобразователь вязкости жидкости измерительный Solartron 7829 (вискозиметр) рисунок предназначен для непрерывного оперативного измерения динамической и кинематической вязкости и температуры технологических жидкостей.

Принцип действия вискозиметра основан на измерении периода резонансной частоты механических колебаний чувствительного элемента (зонда), помещенного в анализируемую жидкость. Колебания чувствительного элемента, выполненного в виде вилки, поддерживаются с помощью специального пьезо-резисторного элемента, управляемого микропроцессором. Резонансная частота колебаний зависит от механических характеристик виброэлемента, температуры и плотности измеряемой жидкости. Добротность (ширина) резонансного контура определяется вязкостью измеряемой жидкости. Измерение температуры осуществляется с помощью встроенного платинового термопреобразователя сопротивления с номинальной статической характеристикой Pt 100.

5.3.2 Выбор датчиков избыточного давления и разности давлений

При выборе датчика избыточного давления было рассмотрено 2 варианта:

EJX530A(Yokogawa) и преобразователь давления измерительный Rosemount 3051



Рисунок 5-Преобразователь давления измерительный Rosemount 3051

Измеряемые среды:

газ; жидкость, в т.ч. нефтепродукты; пар

Конструкция корпуса сенсорного модуля Coplanar TM

Основная приведенная погрешность $\pm 0,04\%$

Нестабильность нулевого значения $\pm 0,2\%$ за 10 лет в реальных условиях эксплуатации

Перенастройка диапазонов измерений до 150:1

Выходные сигналы: 4-20 мА с цифровым сигналом на базе HART протокола, возможность переключения между 5-й и 7-й версиями HART; экономичный 0,8 3,2; 1-5В с цифровым сигналом на базе HART протокола; цифровой на базе протокола Foundation Fieldbus; цифровой на базе протокола Profibus; - беспроводной WirelessHART

Внесены в Госреестр средств измерений под №14061 10, свидетельство №39252

Сертификат соответствия EAC №RU C-US. AB72.B.00915

Соответствие стандарту функциональной безопасности IEC 61508 (МЭК 61508)
– SIL 2 (SIL 3 – при резервировании)

Интервал между поверками – 5 лет

Rosemount 3051С. Преобразователи с сенсорным модулем на базе емкостной ячейкой для измерения разности давлений, избыточного, абсолютного давлений с верхними пределами измерений от 0,025 до 13790 кПа.

Rosemount 3051Т. Штуцерная конструкция сенсорного модуля с использованием усовершенствованного тензорезистивного сенсора для измерений избыточного и абсолютного давлений с верхними пределами измерений от 2,07 до 68950 кПа.

Rosemount 3051 Wireless. Преобразователи давления с сенсорным модулем на базе емкостной ячейки или усовершенствованного тензорезистивного сенсора с протоколом передачи данных WirelessHART.

Преобразователи Rosemount 3051 представлены широким спектром моделей. Принятые обозначения преобразователей давления 3051 по конструктивному исполнению и измеряемому давлению:

С-копланарная модель на базе емкостного/тензорезистивного сенсора; Т
штуцерная модель на базе тензорезистивного сенсора;

L-фланцевая модель для измерения гидростатического давления (уровня); D для измерения разности давлений;

G -для измерения избыточного давления;

A -для измерения абсолютного давления.

Предлагаемые модели преобразователей серии 3051 CD, CG, CA, TG, TA, L.

КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

ROSEMOUNT 3051 И 2051 Сенсорные модули

В преобразователях Rosemount 3051 и 2051 используются два вида сенсорных модулей на базе емкостного или тензорезистивного сенсора (рис.1). Для преобразователей разности давлений, избыточного и гидростатического

давлений моделей 3051CD, 3051CG, 3051L, 2051CD, 2051CG, 2051L используется сенсор на базе емкостной ячейки, для преобразователей абсолютного и избыточного давлений моделей 3051CA, 3051TA, 3051TG, 2051TA, 2051TG тензорезистивный сенсор.

Мембраны, воспринимающие давление измеряемой среды, расположены в одной горизонтальной плоскости, в результате чего ячейка получила название копланарной (Coplanar).

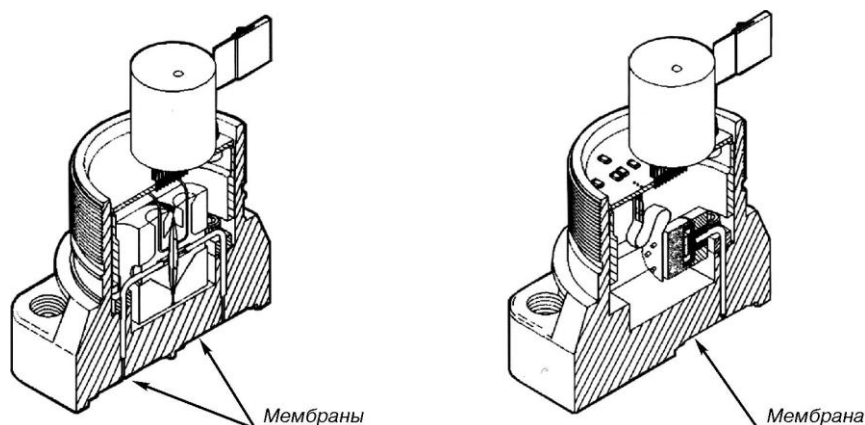


Рисунок 6

<p>Сенсор на базе емкостной ячейки (3051CD, 3051CG, 2051CD, 2051CG)</p>	<p>Сенсор на базе тензорезистивной ячейки (3051CA)</p>
---	--

Технические характеристики EJX530A

- Погрешность измерений $\pm 0,1\%$ шкалы
- Пределы измерения

Диапазон измерения, МПа	Диапазон перенастройки шкалы, МПа
-100...200 кПа	0-8...0-200 кПа

Максимальное рабочее давление

- капсула А: 200 кПа

Выходной сигнал

– 4...20 мА с функцией цифровой связи по BRAIN или HART протоколу, Foundation Fieldbus.

- Время отклика 90 мсек
- Температура процесса -40...120 °С
- Температура окружающей среды
 - -51 °С (без индикатора)
 - -30...80 °С (с индикатором)
- Питание 10,5...42 В постоянного тока
- Материал, контактирующий со средой
 - стандартно: мембрана – Hastelloy C-276
 - остальное – нержавеющая сталь 316L SST
- Конструктивное исполнение
 - стандартное: IP67
 - искробезопасное: (EExiaIICT5)
 - взрывонепроницаемое: (EExdIICT4, T5, T6)

По техническим характеристикам оба датчика подходят для этой системы. Так как с компанией Метран у ООО «ИНК» заключен долгосрочный договор на поставку оборудования, то мы выбрали Метран-150TGR2.

5.3.3 Вычислитель расхода FloBoss S600



Рисунок 7- Вычислитель расхода FloBoss S600

Для вычисления вязкости нефти, управления процессом КМХ и поверки по ПУ СРМ используются вычислители расхода FloBoss S600 (существующие, рабочий и резервный).

Вычислитель расхода FloBoss S600 (рисунок 6) является специализированным измерительным и вычислительным устройством коммерческого расхода. FloBoss S600 может функционировать в качестве контроллера расхода как для одного, так и для многих потоков, а также в качестве объединенной измерительной станции и расходомера-контроллера расхода или в качестве подчиненного устройства для внешнего управляющего компьютера.

FloBoss S600 обладает следующими аппаратными возможностями:

- 32-битный процессор Intel 80486 DX2/50 с тактовой частотой 50 МГц со встроенным математическим сопроцессором;
- энергонезависимая флэш-память объемом 4 Мб для хранения конфигурации и архивных данных;
- энергозависимая память статического типа с аккумуляторной батареей (время сохранения данных при отсутствии электропитания до 18 месяцев) объемом 1 Мб для- 2 порта RS-232 для подключения к принтеру, газовому хроматографу и измерителям расхода;
- 3 порта RS-422/RS-485 для подключения к АРМ оператора и для конфигурирования;
- специализированный конфигурационный порт для подключения к пользовательскому интерфейсу CONFIG 600;
- дисплей передней панели и клавиатурная панель для локального управления системой и ввода данных. FloBoss S600 включает ЖК-дисплей с подсветкой, 29-кнопочную клавиатурную панель и светодиод статуса тревоги;
- корпус панели сделан из оцинкованной малоуглеродистой стали, скрепленной точечной сваркой, с источником питания на заднем щитке, закрепленном внутри корпуса;
- центральный процессор может одновременно обрабатывать данные от нескольких различных измерителей расхода (до десяти), от нескольких вставных карт ввода/вывода (до семи). Монтируемый на щите корпус может вместить один процессорный модуль и до трех модулей ввода/вывода.

FloBoss S600 имеет модульное исполнение, за счет чего достигается максимальная гибкость и простота установки. Базовая версия со щитовым монтажом состоит из трех основных компонентов: металлического корпуса, содержащего предустановленный блок питания, задний щиток и четыре карточных слота для вставных карт (специализированная плата центрального процессора и три слота ввода/вывода).

Ввод/вывод сигналов обеспечивается интеллектуальными платами ввода/вывода, устанавливаемыми в слоты контроллера. Каждая плата обеспечивает:

- 12 каналов ввода сигналов 4-20 мА;
- 3 канала ввода частотных сигналов;
- 16 каналов ввода дискретных сигналов;
- 4 канала вывода сигналов 4-20 мА;
- 12 каналов вывода дискретных сигналов.

5.3.4 Газосигнализатор ГСМ-05

Газосигнализатор ГСМ-05 представленный на рисунке 7 предназначен для непрерывного контроля дозврывоопасных концентраций горючих газов, паров легковоспламеняющихся жидкостей и их смесей категории ПА, ПВ, ПС групп Т1, Т2, Т3, Т4 во взрывоопасных зонах помещений всех классов и наружных установках, и открытых пространствах термохимическим способом в диапазоне температур контролируемой среды от -60 °С до +50 °С.



Рисунок 8 - Газосигнализатор ГСМ-05

Газосигнализатор ГСМ-05 является автоматическим прибором, состоящим из блока сигнализатора и блока детекторного.

Газосигнализатор обеспечивает формирование аналогового сигнала (4 - 20) мА, пропорционально значению газовой концентрации в (%).

Управляющие цепи обеспечивают блокировку питания оборудования при отключенном сигнализаторе или функцию выдачи сигнала во внешнюю цепь о состоянии сигнализатора, а также включение аварийной вентиляции при достижении сигнальных концентраций («Порог 1», «Порог 2»).

Газосигнализатор ГСМ обеспечивает выход на АСУ ТП состояний сигнализации «Порог 1», «Порог 2», диагностической информации. Газосигнализатор обеспечивает световую сигнализацию о достижении предельных концентраций и цифровую индикацию значения концентрации и порогов 1, 2. Газосигнализатор обеспечивает самодиагностику измерительных каналов, сохранность калибровочных данных. Данный прибор мы выбрали по основным двум причинам:

1. Между ООО «ИНК» и фирмой «Томская электронная компания» заключен договор о поставке данного оборудования и сервиса.
2. Простота конструкции и обслуживания данного оборудования.

5.3.5 Выбор исполнительного устройства

Исполнительным устройством называется устройство в системе управления, непосредственно реализующее управляющее воздействие со стороны регулятора на объект управления путем механического перемещения регулирующего органа.

Подводящий нефтепровод в своём составе имеет узел подключения, который оборудован электроприводными задвижками, между которыми установлены обратный клапан. В качестве электропривода с задвижкой был выбран клапан с электроприводом УЭРВ.

Для обеспечения автоматизации процесса регулирования необходим электропривод с контролем положения регулирующего штока. На сегодняшний день на месторождениях ООО «ИНК» используются такие электроприводы как

РэмТЭК и AUMA SAR. Разумно остановить выбор на уже имеющихся модификациях приборов – это сэкономит время, затраты на обучение персонала, так же проще будет при выходе из строя – наличие ЗИП.

Таблица 1 – Технические данные избираемых электроприводов

	РэмТЭК-01 «V»	AUMA SAR
Диапазон крутящих моментов, Н*м	300..10000	15..1400
Датчик положения ЗРА	0/4-20, CAN	0/4-20, MB RTU
	РэмТЭК-01 «V»	AUMA SAR
Скорость вращения выходного звена электропривода, об/мин	0,6..96	4..54
Маркировка взрывозащиты	1ExdIIBT4	II2G EEx de IIB T4
Степень защиты оболочки	IP67	IP68
Температура эксплуатации	-60.. +50	-50..+60
точность (погрешность) регулирования угл. град.;		
диапазон регулирования %;		15..700
индикация (по месту/нет, выносная, др.);	+	+
диапазон входного сигнала;	0/4-20mA,CAN	0/4-20mA, MB RTU
интерфейсы связи	RS485, CAN	PROFIBUS-DP, Modbus RTU

Так как для реализации САР нужен токовый управляющий выход, то подходят два из представленных электроприводов. РэмТЭК имеет больше диапазон крутящих моментов и скоростей вращения. Для присоединения электропривода AUMA к регулирующему клапану необходимо изготавливать переходную муфту, это дополнительные затраты порядка 35000 рублей. Как видно РэмТЭК имеет ряд преимуществ перед AUMA. Но если отталкиваться от опыта эксплуатации, то можно увидеть что по безотказности лидирует немецкий электропривод перед Российским. За время безотказной работы первого (2года) РэмТЭК отказывал 4 раза, что приводило к простоям в работе технологического оборудования и соответственно экономическим потерям, так же увеличен обменный фонд электроприводов РэмТЭК, что так же экономически невыгодно. На основании выше изложенного выбран многооборотный электропривод с электромеханической системой управления AUMA SAR 07.1 (рисунок 9).



Рисунок 9 – Внешний вид электропривода AUMA SAR 07.1

В качестве способа регулирования давления будем использовать метод дросселирования (рисунок 10).

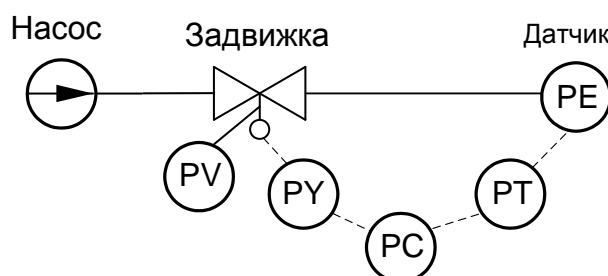


Рисунок 10-Управление давлением посредством дросселирования:

PE-PT-PC-PY – контур регулирования давления (P)

Для быстрого и плавного изменения величины давления в настоящее время наибольшее распространение получил метод дросселирования потока. Дросселирующим устройством может служить задвижка (кран, вентиль) или специальная шайба. Применяются также дроссельные втулки.

Для дросселирования используют задвижку только на напорном трубопроводе насоса, но не на всасывающем. Дросселирование всасывающей задвижкой увеличит сопротивление линии всасывания и может вывести насос на режим кавитации.

Регулирование подачи задвижкой удобно тем, что с ее помощью можно быстро изменить режим работы насоса в зависимости от обстоятельств, т. е. если насос работает в переменном режиме. В то же время, если требуется какая-то определенная подача, то после остановки насос необходимо снова регулировать, выводя его на заданный режим работы. В этом случае следует применять

дроссельную шайбу, которая обеспечит постоянный перепад давления (при постоянном расходе).

Выбран конструкционный тип клапана – клеточно-плунжерный типа КМР.

Пропускную способность клапана K_v (м³/час) рассчитывают по формуле:

$$K_v = Q_{\max} \sqrt{\frac{\Delta p_0}{\Delta p}} \cdot \sqrt{\frac{\rho}{\rho_0}},$$

где Δp_0 – потеря давления на клапане (ее принимают равной 1 кгс/см²);

Δp – изменение давления в трубопроводе до и после клапана;

ρ – плотность среды (кг/м³);

$\rho_0 = 1000$ кг/м³ – плотность воды (в соответствии с определением значения K_v).

Исходными данными для расчета пропускной способности являются следующие:

Δp_0 – потеря давления на клапане принята равной 1 кгс/см²;

Δp – изменение давления в трубопроводе 0,5 кгс/см²;

ρ – плотность нефти 838 кг/м³;

Q_{\max} – максимальное значение расхода 480 м³/ч.

Расчетная пропускная способность клапана должна быть не менее 621 м³/ч.

В соответствии с таблицей зависимости диаметра трубопровода от расхода жидкости получен присоединительный размер клапана к трубопроводу – $D_y = 200$ мм.

Выбран стандарт присоединения клапана к процессу – европейский стандарт DIN.

В соответствии с таблицей 1, подтверждено, что расчетная пропускная способность клапана соответствует условной пропускной способности клапана КМР.

Для регулировочной характеристики выбрана равнопроцентная пропускная характеристика клапана.

Регулирующий клеточно-плунжерный клапан типа КМР показан на рисунке 11.



Рисунок 11- Регулирующий клеточно-плунжерный клапан типа КМР

5.3.6 Выбор промышленного логического контроллера

Учитывая специфику технологического процесса, и требования ТЗ выбирается контроллер на основе критериев оценки:

Технические характеристики:

- Количество каналов ввода/вывода;
- Быстродействие;
- Уровни напряжения входов/выходов;

Эксплуатационные характеристики:

- Диапазон рабочих температур;
- Относительная влажность воздуха;

Потребительские свойства:

1. Производительность:

- а) время выполнения операции;
- б) функциональность;

2. Надежность:

- а) наработка на отказ;
- б) среднее время восстановление;

3. Затраты:

- а) Себестоимость оборудования и монтажа;
- б) Себестоимость эксплуатации (потребляемая мощность и гарантийный срок обслуживания;
- в) Массогабаритные характеристики.

Устанавливаем программируемый контроллер SIMATIC S7-400 фирмы Siemens. S7-400 подходит под все перечисленные выше требования. S7-400 – это универсальный модульный программируемый контроллер для решения задач автоматического управления средней и высокой степени сложности.

Данный контроллер обладает возможностью подключения требуемого количества периферийных устройств, как по интерфейсу RS-485, так и по RS-232, а также наличием интерфейсов USB 2.0 и Ethernet для обмена данными, конфигурирования и отладки. Все необходимое программное обеспечение поставляется совместно с контроллером.

Контроллеры S7-400 имеют модульную конструкцию и позволяют использовать в своем составе:

Модуль центрального процессора (CPU), предназначенный для выполнения программы пользователя и управления всеми узлами контроллера;

Модуль блока питания (PS), позволяющий выполнять питание контроллера от сети переменного тока напряжением 120/230В или от источника постоянного тока напряжением 24/48/60/110В;

Сигнальные модули (SM), предназначенные для ввода-вывода дискретных и аналоговых сигналов с различными электрическими и временными параметрами;

Коммуникационные процессоры (CP) для подключения контроллера к сети Ethernet, организации связи через Internet интерфейс;

Функциональные модули (FM), способные самостоятельно решать задачи автоматического регулирования, позиционирования, взвешивания, скоростной обработки сигналов и т.д. Функциональные модули снабжены встроенным микропроцессором и способны выполнять возложенные на них функции даже в случае остановки центрального процессора программируемого контроллера;

Интерфейсные модули (IM), обеспечивающие возможность подключения к базовому блоку (стойка с CPU) одной или нескольких стоек расширения ввода-вывода. Контроллеры S7-400 позволяют использовать в своем составе до 32 сигнальных и функциональных модулей, а также коммуникационных процессоров, распределенных по 4 монтажным стойкам. Все модули работают с естественным охлаждением.

Центральные процессоры S7-400 представляются линейкой моделей CPU 312/ CPU 314/ CPU 315-2DP/ CPU 317-2DP. Все CPU отличаются увеличенными объемами рабочей памяти и повышенным быстродействием, работают без буферной батареи, используют в качестве загружаемой памяти микро карту памяти MMC (3V NFlash) емкостью до 8 Мбайт, способны поддерживать большое количество активных коммуникационных соединений.

Программируемый контроллер S7-400 работает в сетях Ethernet с поддержкой протокола Modbus/TCP. Этот вариант связи реализуется через встроенный интерфейс PROFINET центрального процессора S7-400 с использованием программного обеспечения S7-OpenModbus/TCP PN-CPU,

В сети Modbus/TCP контроллер способен выполнять функции клиента или сервера. Наиболее широкими коммуникационными возможностями обладает пакет S7-OpenModbus/TCP PN-CPU.

5.3.7 Коммутационная аппаратура Ethernet

В качестве коммутационной аппаратуры выбран 4-портовый асинхронный сервер RS-232/422/485 Ethernet NPort 5650-4 . В таблице 2 приведены технические характеристики сервера.



Рисунок 12 – 4-портовый асинхронный сервер RS-232/422/485
Ethernet NPort 5650-4

Таблица 2 – Технические характеристики NPort 5650-4

Управляющий процессор	4 бит CPU
RS-контроллер	4C550C
Буфер FIFO, Кбайт	1000
Последовательные порты	4 x RS-232/422/485
Комментарий	Тип интерфейса выбирается программно
Сигналы RS-232	TxD, RxD, RTS, CTS, DTR, DSR, DCD, GND
Сигналы RS-422	TxD+/-, RxD+/-, GND
Сигналы RS-485	Data+/- (2-проводный), TxD+/-, RxD+/- (4-проводный), GND
Скорость передачи (Бит/сек)	50 ~ 921.6K
Бит четности	нет, чет, нечет, 0, 1
Биты данных	5, 6, 7, 8
Стоп-биты	1, 1.5, 2
ADDC для RS-485 (автоматическое определение направления передачи данных)	+
Разъемы COM-портов	RJ45
Максимальное количество портов в системе	256 (Win NT), 128 (Win 95/98)
Ethernet	100Base-TX, 10/100 Мбит/сек
Сетевые протоколы	TCP, IP, UDP, Telnet, BootP, DHCP, ICMP, DNS, SNMP, HTTP, SMTP, Sntp
Работа в режиме виртуального COM-порта	Да
Работа в режиме TCP-сервера	Да
Работа в режиме TCP-клиента	Да
Работа в режиме парного соединения	Да
Возможность установки программ	-

пользователя	
Настройка и управление	Встроенный HMI-интерфейс, Web, Telnet, утилита Nport Administrator
Программное обеспечение	Утилита Nport Administrator с драйвером виртуального COM-порта

Окончание таблицы 2

Питание	90 ~ 240В (перем.), 102мА (при 240 В)
Размер, мм	440 x 190 x 44
Защита от выбросов напряжения, КВ	15КВ
Индикатор	Текстовый LCD-дисплей, Ready, Tx, Rx, Динамик
Монтаж	настольный, стойка 19"

6. ОРГАНИЗАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

6.1 Состав информационного обеспечения

Система обработки информации (СОИ) является составной частью СИКН ПСП «Марковское» и предназначена для автоматизированного вычисления расхода и определения показателей качества нефти.

Основой информационного обеспечения СОИ служит распределенная база данных. БД содержит данные, описывающие технологический объект.

Технологические объекты узлов учета описываются в БД как совокупность элементов контроля и управления. Каждый элемент контроля и управления описывается определенной структурой данных. Элементами контроля и управления являются: аналоговые и дискретные входы и выходы.

Структура БД СОИ определена программным обеспечением вычислителя расхода Daniel FloBoss S600 фирмы «Emerson Process Management» (США), «SIMATIC S7-400» и АРМ оператора со SCADA-системой PCS фирмы «Siemens» (Германия).

В состав распределенной базы данных СОИ входят:

- БД вычислителя расхода «Daniel FloBoss S600»;
- БД контроллера «SIMATIC S7-400»;
- БД АРМ оператора PCS.

База данных вычислителя «Daniel FloBoss S600» содержит:

- конфигурацию вычислителя, алгоритмы расчета расхода нефти и обработки данных компонентного состава нефти и расчет физико-химических показателей в соответствии с действующими нормативными документами;
- мгновенные значения параметров.

База данных АРМ оператора PCS содержит:

- конфигурацию АРМ оператора и алгоритмы обработки данных;
- значения параметров, считываемые из вычислителя;
- архивные данные технологических параметров, событий и тревог.

6.2 Организация информационного обеспечения

База данных СОИ строится на основе следующих принципов:

- однократность ввода информации при многократном ее использовании;
- обеспечение защиты данных от несанкционированного доступа;
- представление данных пользователю в форме, удобной для решения поставленных перед ним задач;

Типы носителей данных информационного обеспечения и распределение информации по ним определяются составом программно-технических средств используемого контроллера. Информационное обеспечение СОИ распределено на следующих носителях:

- накопители на жестких магнитных дисках (НЖМД);
- оптические накопители (ОН);
- оперативно-запоминающее устройство (ОЗУ);
- программируемое постоянное запоминающее устройство (ППЗУ).

НЖМД обеспечивает энергонезависимое хранение информации и время доступа к ней, удовлетворяющее требованиям задач реального времени. В СОИ на НЖМД хранятся файлы БД АРМ оператора и вычислителя «Daniel FloBoss S600».

Для вычислителя «Daniel FloBoss S600» на НЖМД хранятся: файлы откомпилированных С-программ и программ релейной логики с именами *.abs, *.lad.

Для АРМ оператора на НЖМД хранятся:

- файлы базы данных проекта в каталоге C:\Program Files\Siemens\PCS\;
- файлы лицензий в каталоге C:\Program Files\Siemens\License с именами *.lic;
- файлы журнала сообщений в каталоге C:\Program Files\Siemens\Common с именами *.AEN

ОН используются для хранения копий конфигураций программ.

Задачи реального времени, функционирующие в жестком временном режиме, для хранения данных используют ОЗУ:

- вычислитель «Daniel FloBoss S600» имеет ОЗУ емкостью 4 Мб;
- контроллер «SIMATIC S7-400» имеет ОЗУ емкостью 4 Мб;
- АРМ оператора имеет ОЗУ емкостью 1 Гб.

ППЗУ (флэш-память) обеспечивает надежное хранение статической информации. Данный вид носителя информации используется для размещения в нем данных, не изменяющихся в процессе функционирования системы. Во флэш-памяти хранится резидентное программное обеспечение, программы пользователя, константы и коэффициенты, приборные и системные параметры контроллеров.

6.3 Описание принятых видов и методов контроля в маршрутах обработки данных.

В процессе создания и редактирования базы данных контроль вводимых данных выполняется средствами вычислителя (ввод в соответствии с заданными форматами, контроль на корректность вводимого значения).

В системе предусматривается защита от несанкционированного доступа, которая обеспечивается системой паролей.

В процессе функционирования системы осуществляется анализ выполнения запросов со стороны эксплуатационного и технологического персонала на корректность. Вводимые данные автоматически проверяются на достоверность значений. Производится анализ работоспособности каналов вычислителя, анализ допустимости аварийных и технологических границ. Производится анализ вводимых оператором значений уставок и коэффициентов.

Контроль за изменениями в инструкциях и руководствах осуществляется соответствующим персоналом.

Использование стандартных протоколов и интерфейсов передачи данных позволяет СОИ быть интегрированной в общие системы управления и диспетчерского контроля.

6.4 Организация сбора и передачи информации

Информация с преобразователей расхода, давления, температуры, установленных на измерительных линиях узлов учета, поступает на вход вычислителей расхода «Daniel FloBoss S600» по токовым каналам (4-20мА), цифровым каналам на основе стандартного протокола HART, а также цифровым каналам на основе не стандартных протоколов.

Обработка информации вычислителем «Daniel FloBoss S600» осуществляется согласно сконфигурированным функциям обработки данных и по алгоритмам, реализованным программным обеспечением вычислителя. Данные с вычислителя «Daniel FloBoss S600» передаются на АРМ оператора площадки по последовательному интерфейсу RS485, используя протокол Modbus RTU или эзернет.

Обеспечивается возможность передачи данных с вычислителей «Daniel FloBoss S600» по сети Ethernet (протокол Modbus TCP) в вышестоящие системы АСУТП месторождений посредством маршрутизаторов, размещенных в щитах контроля.

6.5 Построение системы классификации и кодирования

В системе классифицированы следующие элементы:

- элементы контроля;
- состояние элементов контроля;
- функции обработки элементов.

Кодировка элементов контроля.

Каждый элемент контроля имеет свой идентификатор (шифр), состоящий из символьной строки длиной до 10 символов. Структура шифра следующая:

- тип сигнала – до четырех символов;
- позиция по проекту и/или другая информация.

Идентификатор типа сигнала определяется следующим образом:

- Т – температура;
- Р – давление;

- F – расход;
- U – контроль питания.

Кодировка состояния элементов контроля.

Состояние элементов контроля идентифицируется цветом элемента отображения. Идентификация состояния элементов контроля описана в таблице 3

Таблица 3 - Идентификация состояния элементов контроля

Цвет индикации	Состояние, нарушение
Зеленый	Нормальное значение параметра
Желтый	Нарушение предупредительных границ параметров, срабатывание предупредительной сигнализации
Красный	Нарушение аварийных границ параметров, срабатывание аварийной сигнализации
Малиновый	Недостоверное значение параметров, неисправность

Предупредительная и аварийная сигнализация привлекает внимание оператора не только цветом и звуком, но и пульсирующей яркостью.

Каждый элемент контроля и управления имеет свой идентификатор (Тег), состоящий из символьной строки. Структура шифра имеет следующий вид:

AAA_BBB_CCCC_DDDDD, где

AAA - параметр, 3 символа, может принимать следующие значения:

- DAV - давление;
- TEM - температура;
- RAS - расход;
- POS - положение;

BBB - код технологического аппарата (или объекта), 3 символа:

- GAZ - газосепарационная ёмкость сепаратора;
- FID - накопительная ёмкость;
- PSM - переключатель скважин многоходовой

CCCC - уточнение, не более 4 символов:

- LINE - газовая линия;
- N** - номер скважины
- BЛОК - технологический блок
- UPR - регулирование;

DDDDD – примечание, не более 5 символов:

- OPEN -открыто;
- CLOSE - закрыто;

Знак подчеркивания _ в данном представлении служит для отделения одной части идентификатора от другой и не несет в себе какого-либо другого смысла.

Кодировка всех сигналов в SCADA-системе представлена в таблице 4.

Таблица 4

Кодировка	Расшифровка кодировки
RAS_ NEFT	Расход нефти
RAS_ NEFT_ LINE	Расход нефти в трубопроводе
DAV_ NEFT _ LINE	Давление нефти в трубопроводе
TEM_ NEFT _ LINE	Температура нефти в трубопроводе
TEM_ LIQ_ LINE	Температура жидкости
URV_ EMK_ LIQ	Уровень жидкости в емкости

6.6 Выбор алгоритмов управления

В автоматизированной системе на разных уровнях управления используются различные алгоритмы:

- алгоритмы пуска (запуска)/ останова технологического оборудования (релейные пусковые схемы) реализуются на ПЛК и SCADA-форме,

- релейные или ПИД-алгоритмы автоматического регулирования технологическими параметрами технологического оборудования (управление положением рабочего органа, регулирование расхода, уровня и т.п.) реализуются на ПЛК,

- алгоритмы управления сбором измерительных сигналов (алгоритмы в виде универсальных логически завершенных программных блоков, помещаемых в ППЗУ контроллеров) реализуются на ПЛК,

- алгоритмы автоматической защиты (ПАЗ) реализуются на ПЛК,

- алгоритмы централизованного управления АС (реализуются на ПЛК и SCADA-форме) и др.

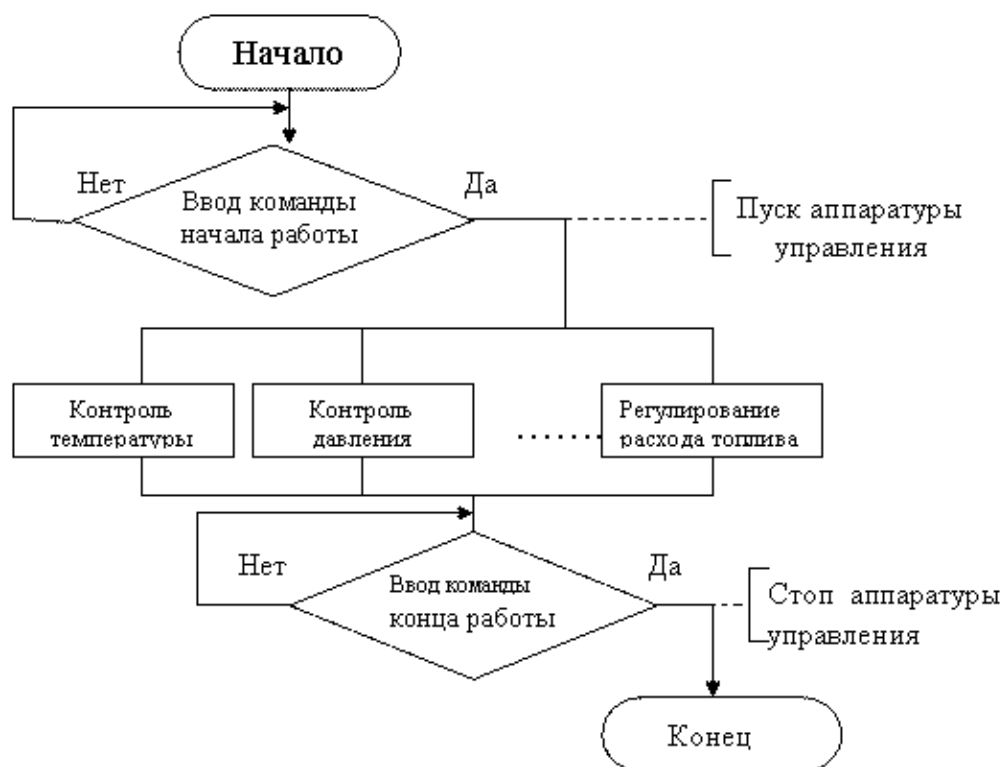
В данном курсовом проекте разработаны следующие алгоритмы АС:

- алгоритм пуска/останова технологического оборудования,

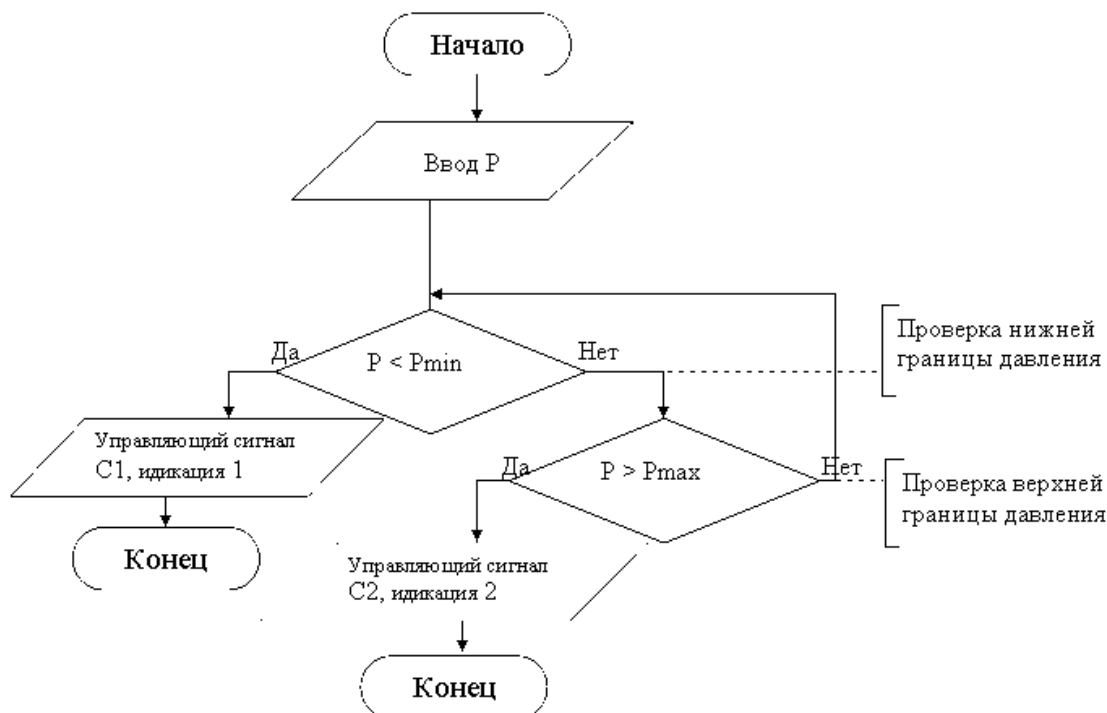
- алгоритм сбора данных измерений,

- алгоритм автоматического регулирования технологическим параметром.

АЛГОРИТМ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ (рисунок 13)



Алгоритм определения давления (рисунок 14)



6.7 Организация внутримашинной информации

Внутримашинная информационная база данных распределена между вычислителем «Daniel FloBoss S600» и АРМ оператора и определяется их программным обеспечением.

БД конфигурации специализированного контроллера Daniel FloBoss S600 состоит из блоков, описывающих каналы ввода/вывода.

В системе реализованы следующие типы блоков ввода/вывода:

- Analog Input – аналоговый ввод
- Analog Outputs – аналоговый вывод
- Pulse Input – импульсный ввод
- Discrete Input – дискретный ввод
- Discrete Output – дискретный вывод

Блок аналогового ввода имеет структуру представленную в таблице 5

Таблица 5

Board	Номер платы ввода/вывода.
Conversion	Тип сигнала (0-20мА, 4-20мА, 1-5V)
Chanel	Номер преобразователя входного канала. Плата в/в имеет 12 аналоговых входов.

Discription	Имя входного канала. Символьное имя канала используется для ссылок на его значение (вещественное число, приведенное к инженерной шкале измерения).
Units	Инженерные единицы. Размерность значения канала выводится на экран панели и в сообщениях печатных документов
High Scale	Верхняя граница шкалы измерения параметра, соответствующая 20мА, 5V
Low Scale	Нижняя граница шкалы измерения параметра, соответствующая 0 мА 4 мА, 1 V
High Fail	Верхняя допустимая граница сигнала (20, 5 мА)
Low Fail	Нижняя граница сигнала (3,5 мА)
Alarm Limits	Признак возникновения аларма
High High	Верхняя аварийная граница
High	Верхняя предупредительная граница
Low Low	Нижняя аварийная граница
Low	Нижняя предупредительная граница
Initial Mode	Установленный режим ввода значения по умолчанию: Measured – измеренное; Keypad – введенное с клавиатуры значение; Average – среднее между двумя последними входными сигналами; Last 600D – последнее достоверное значение входного сигнала.
Rate of Change	Скорость изменения параметра в инженерных единицах
Setpoint	Значение параметра в инженерных единицах
Deviation	Допустимая величина отклонения параметра

Блок аналогового вывода имеет структуру представленную в таблице 6.

Таблица 6

Board	Номер платы ввода/вывода
Conversion	Тип сигнала (0-20 мА, 4-20 мА)
Channel	Номер аналогового выходного канала. Плата в/в имеет 4 выходных канала
Discription	Имя выходного канала. Символьное имя канала используется для ссылок на его значение (вещественное число, приведенное к инженерной шкале измерения).
Low Scale	Нижняя граница шкалы измерения параметра, соответствующая 0, 4 мА
High Scale	Верхняя граница шкалы измерения параметра, соответствующая 20мА

Item Type	Тип преобразования
-----------	--------------------

Блок импульсного ввода имеет структуру представленную в таблице 7

Таблица 7

Board	Номер платы ввода/вывода.
Conversion	Тип сигнала
Discription	Имя входного канала используется для ссылок на текущее значение счетчика, назначенного этому входу.
Low Freg Lutoff	Отсекаемая величина по частоте (Гц) мгновенного расхода

Блок дискретного ввода имеет структуру представленную в таблице 8

Таблица 8

Board	Номер платы ввода/вывода.
Conversion	Тип сигнала
Discription	Имя входного канала используется для ссылок на его значение.
Sense	Тип входного сигнала: Normal- обычный Invert - инвертированный

Блок дискретного вывода имеет структуру представленную в таблице 9.

Таблица 9

Board	Номер платы ввода/вывода.
Conversion	Тип сигнала
Discription	Имя входного канала используется для ссылок на его значение.
Sense	Определяет тип выходного сигнала: Normal Invert Pulse on Pulse of.
ItemVal	Установленное значение выходного канала

6.8 Программный продукт WinCC

SCADA система WinCC позволяет конфигурировать и настраивать связь с различными видами контроллеров от множества производителей (не только Simatic от Siemens AG). Есть возможность хранения, архивирования сообщений и переменных, построение отчетов. Windows Control Center позволяет использовать скрипты на языках ANSI C, VBS, VBA, и других. Для обеспечения интеграции с сетями предприятий используются стандартные и всем известные интерфейсы OLE, ODBC, SQL, открытый OPC-интерфейс. Графические элементы позволяют использовать ActiveX.

Обмен данными между SCADA WinCC и прочими Windows приложениями происходит с помощью механизмов DDE, OLE, ODBC/SQL. Сегодня Windows Control Center поддерживает распределённую структуру проекта с многопользовательскими решениями. Вложенный WinCC Web Navigator позволяет получить доступ к данным АСУ ТП через internet и intranet. Проекты для верхних и нижних уровней АСУ ТП теперь объединены.

Обмен между устройствами по протоколам Modbus, Profibus предоставляется широкий набор драйверов, возможно участие SCADA WinCC в обмене данных как в виде OPC-клиента, так и в виде OPC-сервера.

Последняя версия Simatic WinCC 7.0 значительно расширила свои возможности. Поскольку поддерживаются версии вплоть до Windows 7, графический интерфейс может оформлен по стандартам Aero с применением 3D-эффектов и широкой цветовой палитры, тени, прозрачность, и многое другое.

Веб клиент может работать в любом браузере. Собственное клиентское приложение повышает надежность системы.

6.9 Расчет надежности системы

Показатели надежности элементов комплекса технических средств системы приведены в таблице 10

Обозначение	Наименование блока / элемента	Наработка на отказ (MTBF), час	Интенсивность отказов (λ), $1 \text{ fit}=10^{-9} \text{ час}^{-1}$	Коэффициент готовности (K)
APM	APM оператора	97087	10300	0,999995
HUB	Коммутатор	349824	2859	0,999999
PS-100	Источник питания	500000	2000	0,999999
DIODE	Развязывающий диод	3333333	300	0,999999
SITOP	Блок питания S7-400H	500000	2000	0,999999
CPU_S7	Центральный процессор S7-400H	302220	3309	0,999998
IM	Интерфейсный модуль S7-400H	928560	1077	0,999999
CP	Коммуникационный модуль S7-400H	1275456	784	0,999999
DI	Модуль ввода дискретных сигналов S7-400H	268056	3731	0,999998
DO	Модуль вывода дискретных сигналов S7-400H	144540	6919	0,999997
AI	Модуль аналогового ввода S7-400H	420480	2378	0,999999
AO	Модуль аналогового вывода S7-400H	289080	3459	0,999998
KFD2	Барьер KFD2	1730104	578	0,999999
БИА	Барьер БИА	150000	6667	0,999997
PLC-RSC	Реле	2500000	400	0,999999
CPU_FB	Центральный процессор FloBoss S600	100000	10000	0,999995
AI_I/O	Канал ввода аналоговых сигналов FloBoss S600	100000	10000	0,999995
DI_I/O	Канал ввода дискретных сигналов FloBoss S600	100000	10000	0,999995
IMP_I/O	Канал ввода импульсных сигналов FloBoss S600	100000	10000	0,999995
DO_I/O	Канал вывода дискретных сигналов FloBoss S600	100000	10000	0,999995
BTF	Извещатель пламени ИПЭС	60000	16667	0,999992
C2000-4	Прибор приемно-контрольный охранно-пожарный C2000-4	250000	4000	0,999998
QT	Газоанализатор оптический	35000	28571	0,999986
KM	Пускатель электромагнитный	200000	5000	0,999998

Надежность системы при реализации информационной функции ввода аналогового сигнала

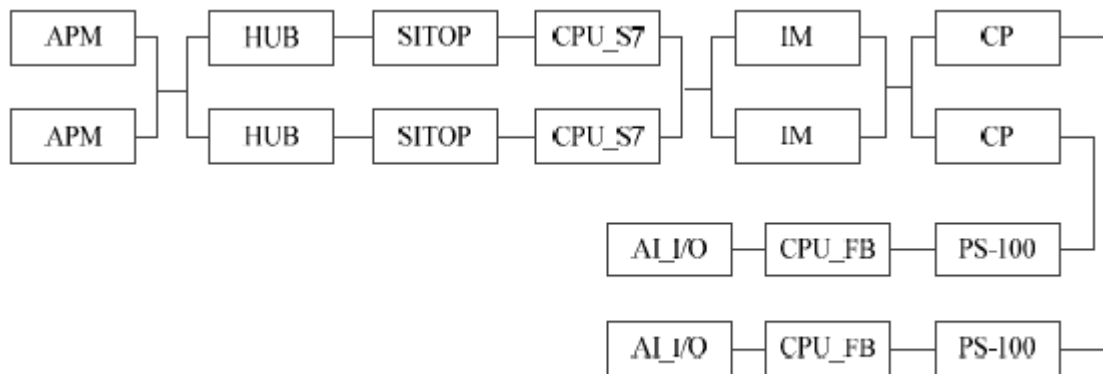


Рисунок А.4.

В соответствии с рисунком А.4 и методическими указаниями, получаем формулы расчетов интенсивности отказов и коэффициентов готовности для информационной функции ввода аналогового сигнала FloBoss S600 без использования барьеров искрозащиты:

Интенсивность отказов:

$$\lambda_{\text{инф_ф(АI) FB}} = 2\lambda_{\text{APM}}/2/\mu + 2(\lambda_{\text{HUB}} + \lambda_{\text{SITOP}} + \lambda_{\text{CPU_S7}})2/\mu + 2\lambda_{\text{IM}}2/\mu + 2(\lambda_{\text{CP}} + \lambda_{\text{PS-100}} + \lambda_{\text{CPU_FB}} + \lambda_{\text{AI_I/O}})2/\mu$$

Коэффициент готовности:

$$K_{\text{инф_ф(АI) FB}} = (1-(1-K_{\text{APM}})^2) * (1-(1-K_{\text{HUB}}*K_{\text{SITOP}}*K_{\text{CPU_S7}})^2) * (1-(1-K_{\text{IM}})^2) * (1-(1-K_{\text{CP}}*K_{\text{PS-100}}*K_{\text{CPU_FB}}*K_{\text{AI_I/O}})^2)$$

Подставляя значения интенсивности отказов элементов Системы, приведенных в таблице А.1, получаем:

$$\lambda_{\text{инф_ф(АI) FB}} = 0,69 \text{ fit}$$

$$\text{Время наработки на отказ: } T_{\text{инф_ф(АI) FB}} = 1/\lambda_{\text{инф_ф(АI) FB}} = 1442856373 \text{ часа}$$

Вероятность безотказной работы в течение 2000 часов:

$$R_{\text{инф_ф(АI) FB}} = e^{-t/T_{\text{инф_ф(АI) FB}}} = 0,9999986$$

$$t = 2000 \text{ часов}$$

Коэффициент готовности:

$$K_{\text{инф_ф(АI) FB}} = 0,99999.$$

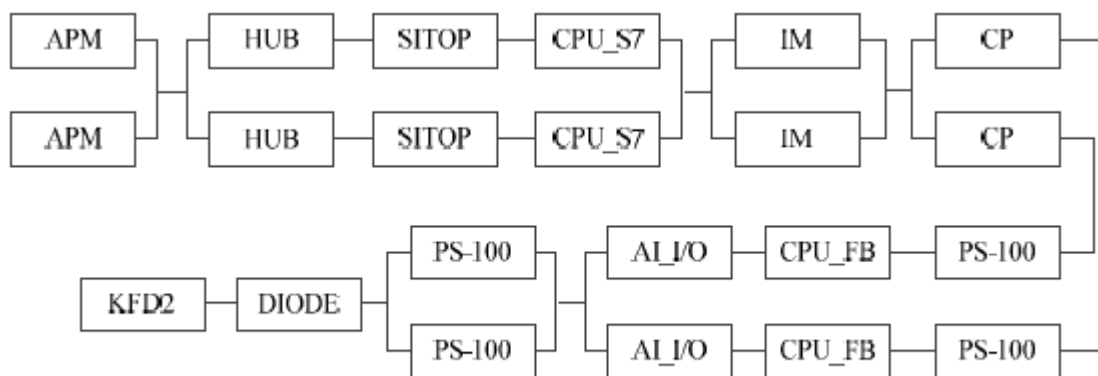


Рисунок А.5.

В соответствии с рисунком А.5 и методическими указаниями, получаем формулы расчетов интенсивности отказов и коэффициентов готовности для информационной функции ввода аналогового сигнала FloBoss S600 с использованием барьеров искрозащиты KFD2:

Интенсивность отказов:

$$\lambda_{\text{инф_ф}}(\text{AI_KFD2}) \text{ FB} = 2\lambda_{\text{APM}}/2 + 2(\lambda_{\text{HUB}} + \lambda_{\text{SITOP}} + \lambda_{\text{CPU_S7}})/2 + 2\lambda_{\text{IM}}/2 + 2(\lambda_{\text{CP}} + \lambda_{\text{PS-100}} + \lambda_{\text{CPU_FB}} + \lambda_{\text{AI_I/O}})/2 + 2\lambda_{\text{PS-100}}/2 + \lambda_{\text{DIODE}} + \lambda_{\text{KFD2}}$$

Коэффициент готовности:

$$K_{\text{инф_ф}}(\text{AI_KFD2}) \text{ FB} = (1 - (1 - K_{\text{APM}})^2) * (1 - (1 - K_{\text{HUB}} * K_{\text{SITOP}} * K_{\text{CPU_S7}})^2) * (1 - (1 - K_{\text{IM}})^2) * (1 - (1 - K_{\text{CP}} * K_{\text{PS-100}} * K_{\text{CPU_FB}} * K_{\text{AI_I/O}})^2) * (1 - (1 - K_{\text{PS-100}})^2) * K_{\text{DIODE}} * K_{\text{KFD2}}$$

Подставляя значения интенсивности отказов элементов Системы, приведенных в таблице А.1, получаем:

$$\lambda_{\text{инф_ф}}(\text{AI_KFD2}) \text{ FB} = 879 \text{ fit}$$

$$\text{Время наработки на отказ: } T_{\text{инф_ф}}(\text{AI_KFD2}) \text{ FB} = 1/\lambda_{\text{инф_ф}}(\text{AI_KFD2}) \text{ FB} = 1138048 \text{ часов}$$

Вероятность безотказной работы в течение 2000 часов:

$$R_{\text{инф_ф}}(\text{AI_KFD2}) \text{ FB} = e^{-t/T_{\text{инф_ф}}(\text{AI_KFD2}) \text{ FB}} = 0,9982$$

$$t = 2000 \text{ часов}$$

Коэффициент готовности:

$$K_{\text{инф_ф}}(\text{AI_KFD2}) \text{ FB} = 0,99999.$$

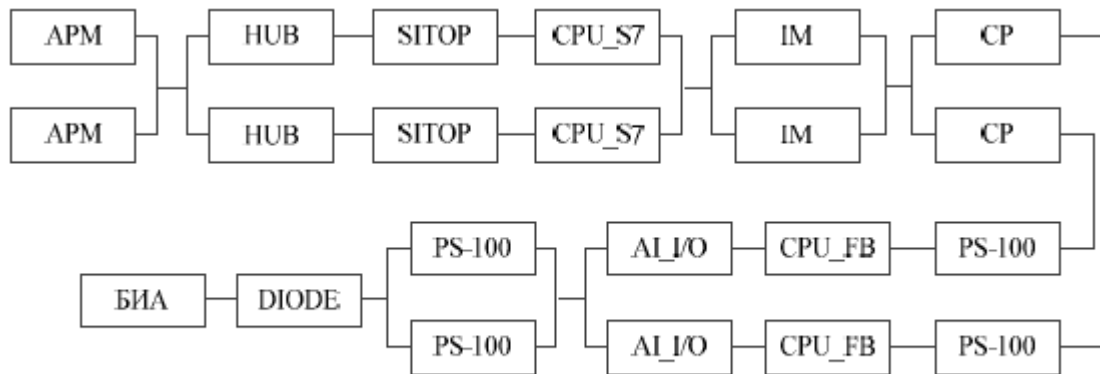


Рисунок А.6.

В соответствии с рисунком А.6 и методическими указаниями, получаем формулы расчетов интенсивности отказов и коэффициентов готовности для информационной функции ввода аналогового сигнала FloBoss S600 с использованием барьеров искрозащиты БИА:

Интенсивность отказов:

$$\lambda_{\text{инф_ф(АИ_БИА) FB}} = 2\lambda_{\text{APM}}/2 + 2(\lambda_{\text{HUB}} + \lambda_{\text{SITOP}} + \lambda_{\text{CPU_S7}})/2 + 2\lambda_{\text{IM}}/2 + 2(\lambda_{\text{CP}} + \lambda_{\text{PS-100}} + \lambda_{\text{CPU_FB}} + \lambda_{\text{AI_I/O}})/2 + 2\lambda_{\text{PS-100}}/2 + \lambda_{\text{DIODE}} + \lambda_{\text{БИА}}$$

Коэффициент готовности:

$$K_{\text{инф_ф(АИ_БИА) FB}} = (1 - (1 - K_{\text{APM}})^2) * (1 - (1 - K_{\text{HUB}} * K_{\text{SITOP}} * K_{\text{CPU_S7}})^2) * (1 - (1 - K_{\text{IM}})^2) * (1 - (1 - K_{\text{CP}} * K_{\text{PS-100}} * K_{\text{CPU_FB}} * K_{\text{AI_I/O}})^2) * (1 - (1 - K_{\text{PS-100}})^2) * K_{\text{DIODE}} * K_{\text{БИА}}$$

Подставляя значения интенсивности отказов элементов Системы, приведенных в таблице А.1, получаем:

$$\lambda_{\text{инф_ф(АИ_БИА) FB}} = 6967 \text{ fit}$$

$$\text{Время наработки на отказ: } T_{\text{инф_ф(АИ_БИА) FB}} = 1/\lambda_{\text{инф_ф(АИ_БИА) FB}} = 143526 \text{ часов}$$

Вероятность безотказной работы в течение 2000 часов: __

$$R_{\text{инф_ф(АИ_БИА) FB}} = e^{-t/T_{\text{инф_ф(АИ_БИА) FB}}} = 0,9862$$

t = 2000 часов

Коэффициент готовности:

$$K_{\text{инф_ф(АИ_БИА) FB}} = 0,99999.$$

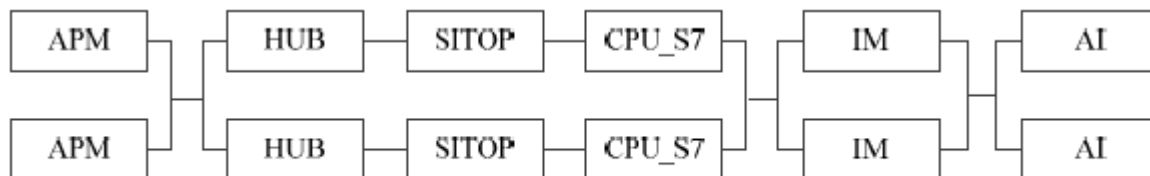


Рисунок А.7.

В соответствии с рисунком А.7 и методическими указаниями, получаем формулы расчетов интенсивности отказов и коэффициентов готовности для информационной функции ввода аналогового сигнала S7-400H:

Интенсивность отказов:

$$\lambda_{\text{инф_ф(АI) S7}} = 2\lambda_{\text{APM}}2/\mu + 2(\lambda_{\text{HUB}} + \lambda_{\text{SITOP}} + \lambda_{\text{CPU_S7}})2/\mu + 2\lambda_{\text{IM}}2/\mu + 2\lambda_{\text{AI}}2/\mu$$

Коэффициент готовности:

$$K_{\text{инф_ф(АI) S7}} = (1-(1-K_{\text{APM}})^2) * (1-(1-K_{\text{HUB}}*K_{\text{SITOP}}*K_{\text{CPU_S7}})^2) * (1-(1-K_{\text{IM}})^2) * (1-(1-K_{\text{AI}})^2)$$

Подставляя значения интенсивности отказов элементов Системы, приведенных в таблице А.1, получаем:

$$\lambda_{\text{инф_ф(АI) S7}} = 0,18 \text{ fit}$$

Время наработки на отказ: $T_{\text{инф_ф(АI) S7}} = 1/\lambda_{\text{инф_ф(АI) S7}} = 5567510200$ часов

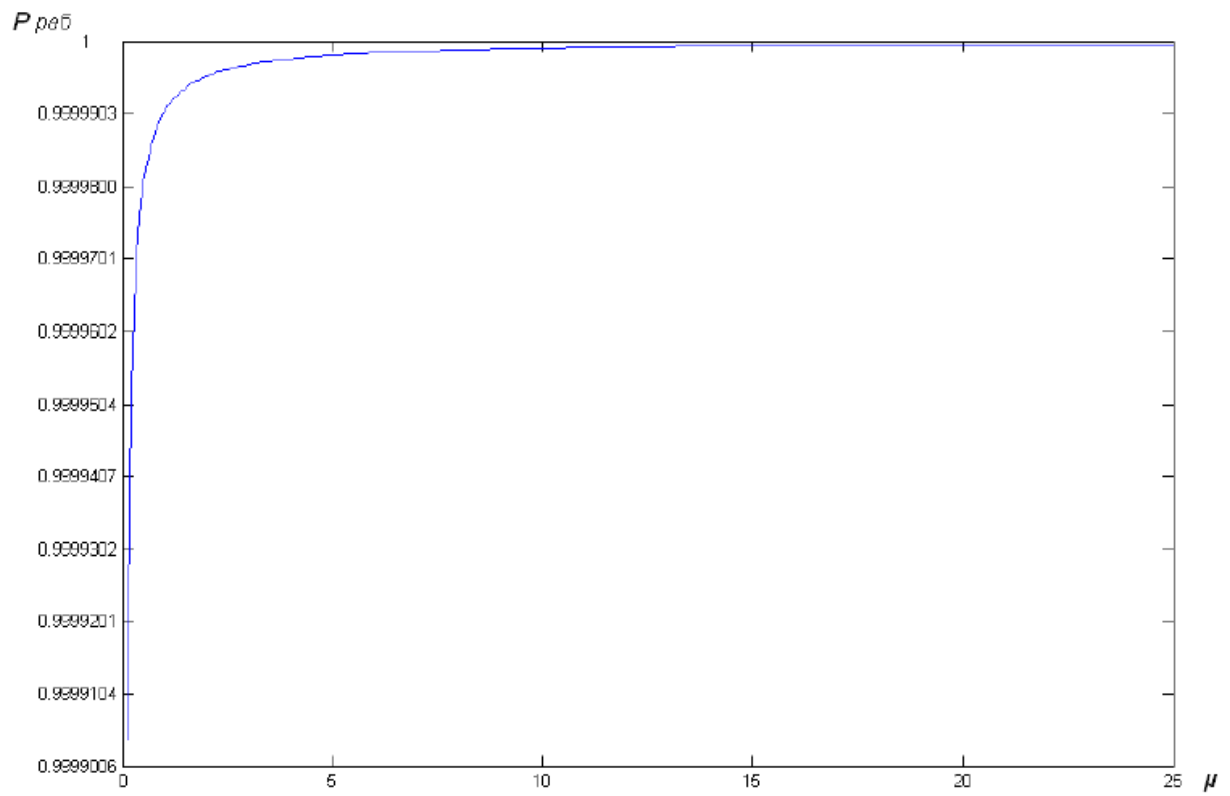
Вероятность безотказной работы в течение 2000 часов:

$$R_{\text{инф_ф(АI) S7}} = e^{-t/T_{\text{инф_ф(АI) S7}}} = 0,9999996$$

$t = 2000$ часов

Коэффициент готовности:

$$K_{\text{инф_ф(АI) S7}} = 0,99999.$$



Из рисунка видно, что правильно подобрав допустимое время ремонта системы, можно обеспечить требуемый коэффициент готовности

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Во время выполнения выпускной квалификационной работы были решены поставленные задачи.

Разработана схема функциональной структуры СИКН.

Результатом выполнения дипломного проекта явилась реализация поставленной задачи автоматизации. В процессе проектирования основную сложность представляло наличие большого количества измерительных средств и управление технологическим оборудованием.

Кроме того, в работе были проведены экономические расчеты затрат на выполнение дипломного проекта и рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

ПБ 09-540-03 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

ПБ 03-563-03 «Правила промышленной безопасности для нефтеперерабатывающих производств».

РД 50-680-88 Методические указания. Автоматизированные системы. Основные положения.

ГОСТ 34.201-89 «Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».

А.С. Ключев, Б.В. Глазков, А.Х. Дубровский, А.А. Ключев Проектирование систем автоматизации технологических процессов: справочное пособие.- М.: Энергоатомиздат, 1990. – 464 с.

Справочник проектировщика АСУ ТП / под ред. Г.Л. Смилянского.- М.: Машиностроение, 1983. – 527 с.

Каталог продукции промышленной группы Метран. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.metran.ru/ свободный. – Загл. с экрана.

Блэк Ю. Сети ЭВМ: протоколы, стандарты, интерфейсы. М.: Мир, 1990. – 506 с.

Операционные системы реального времени: www.spec.ru/manuals/

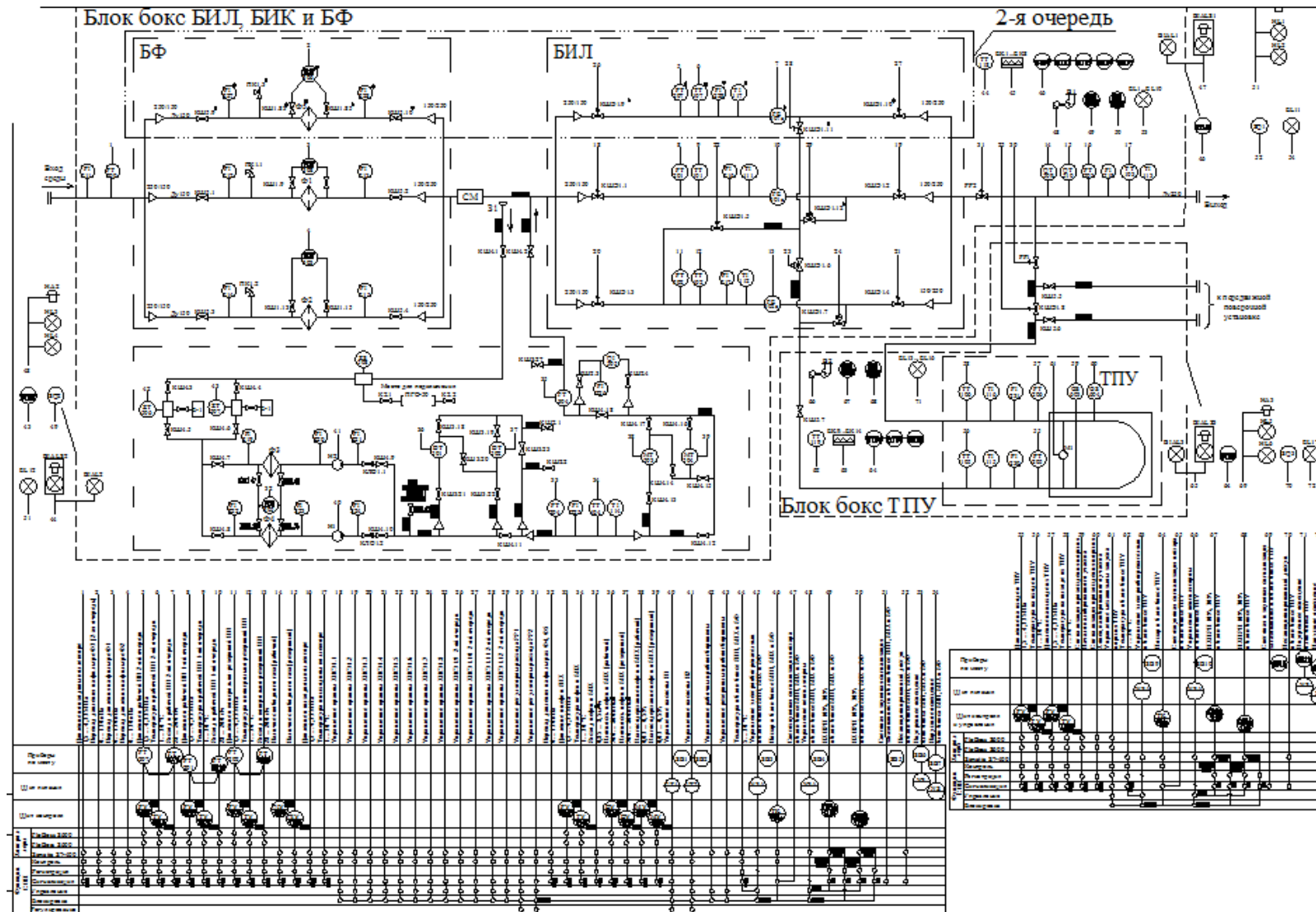
ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.005-88 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

ГОСТ 12.1.004–76 и ГОСТ 12.1.010 – 76. “Основы противопожарной защиты предприятий”.

ГОСТ 50923-96 “Дисплеи. Рабочее место оператора. Общие эргономические требования и требования к производственной среде. Методы измерения”.

Приложение 2



Функциональная схема автоматизации

Приложение 3

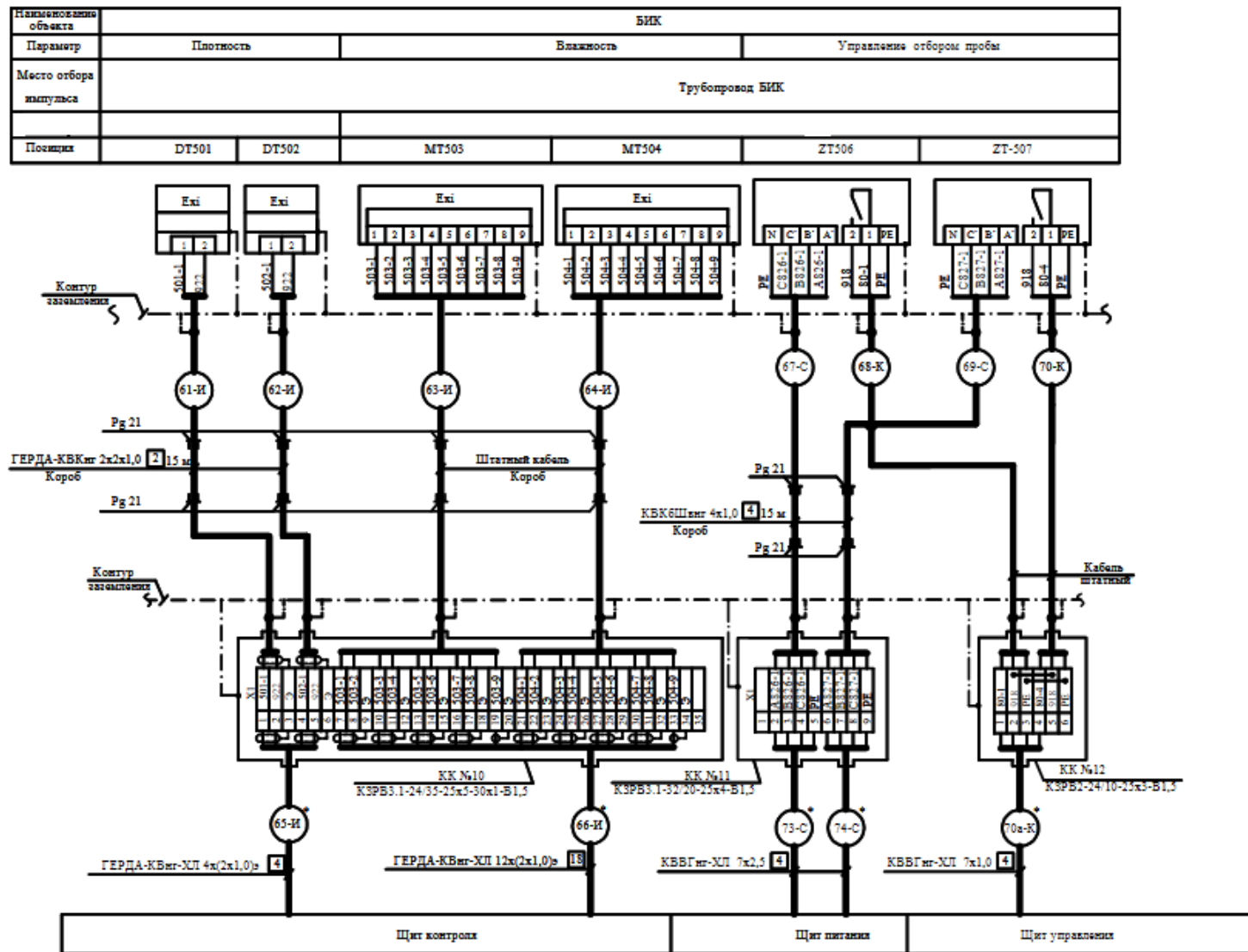
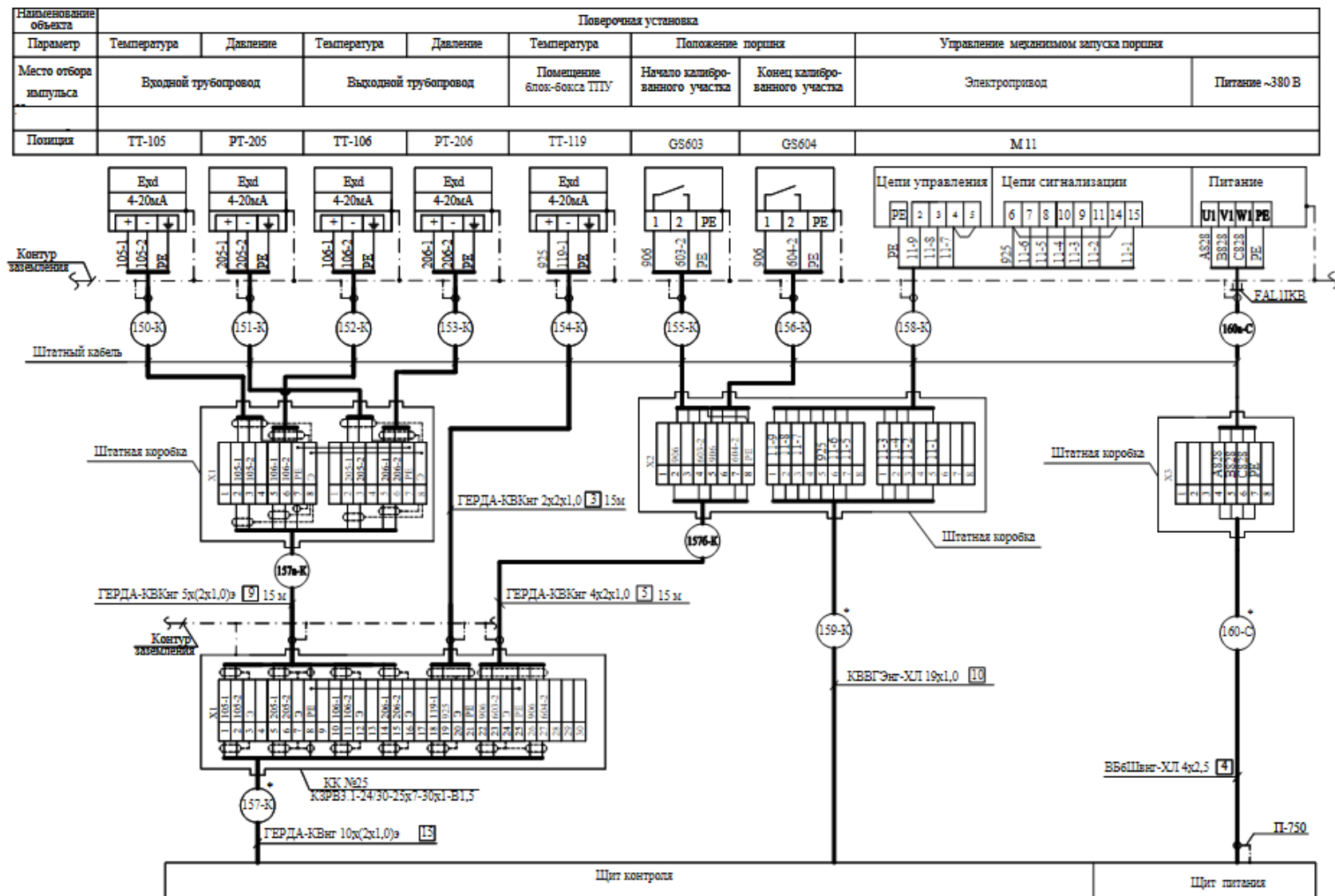
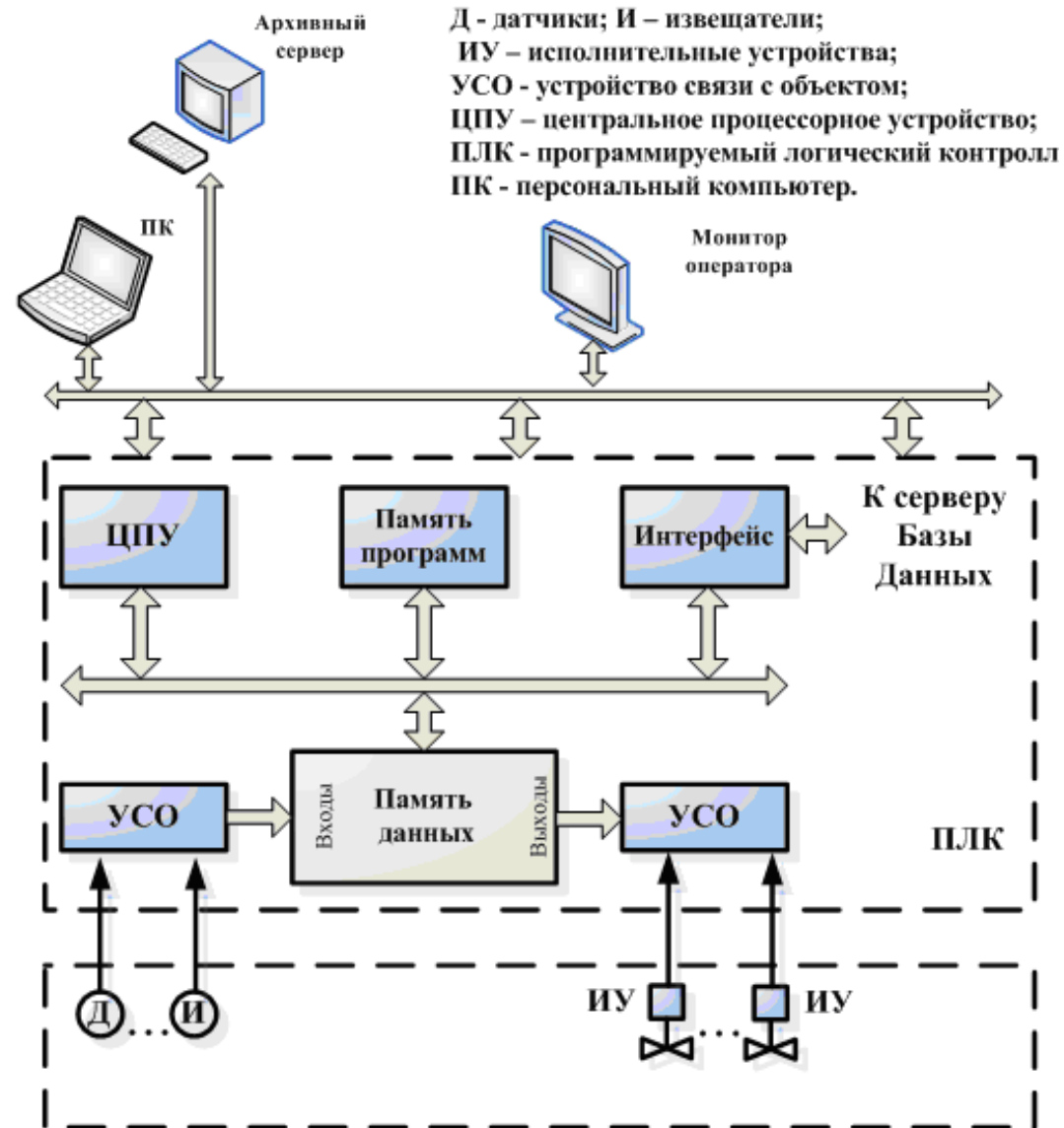


Схема внешних проводок

Приложение 4

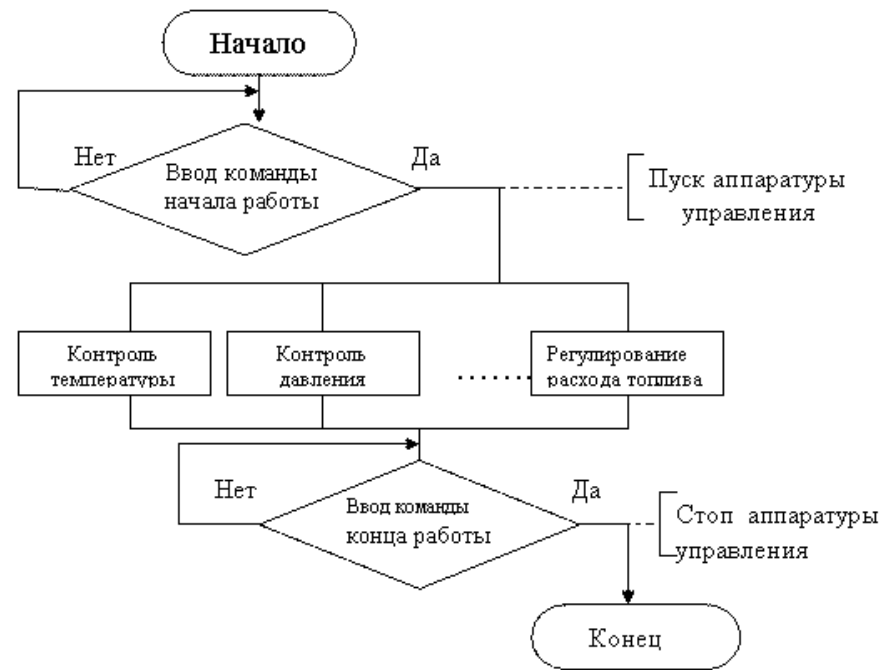


Приложение 5



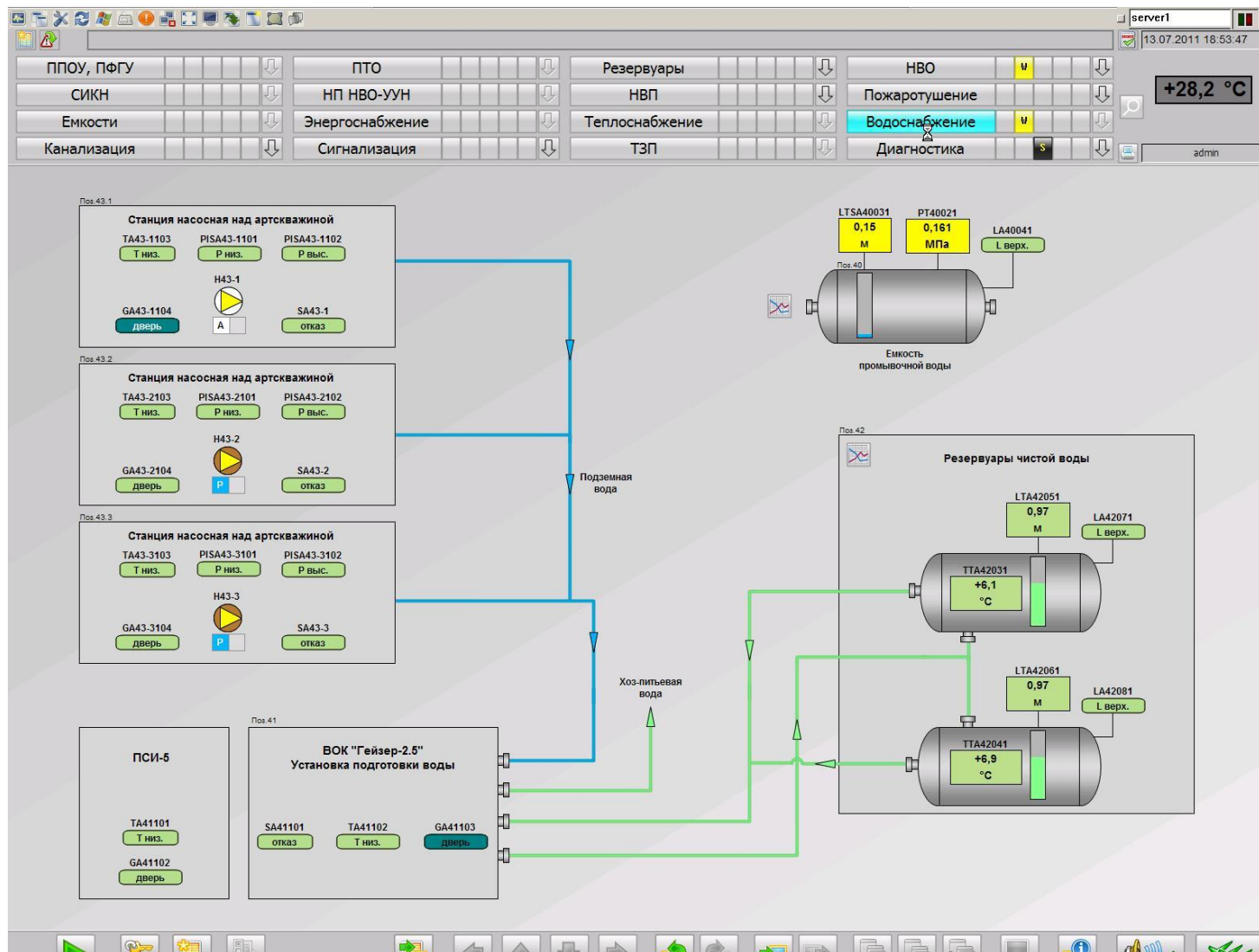
Структура АСУ ТП

Приложение 6



Алгоритм управления контроля параметров

Приложение 7



Экранные схемы